

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/50\\_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/50_2022)

УДК 553.98.04(575.1)

**Мелихов В.Н.**

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт имени А.П. Карпинского (ФГБУ «ВСЕГЕИ»), Санкт-Петербург, Россия, Vladislav\_Melikhov@vsegei.ru

**Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н.**

Акционерное общество «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» (АО «ИГИРНИГМ»), Ташкент, Узбекистан, igirnigm@ing.uz

*Памяти Ю.Н. Григоренко - учёного ВНИГРИ,  
крупного исследователя недр России и акваторий Мира,  
одного из основателей журнала  
«Нефтегазовая геология. Теория и практика»*

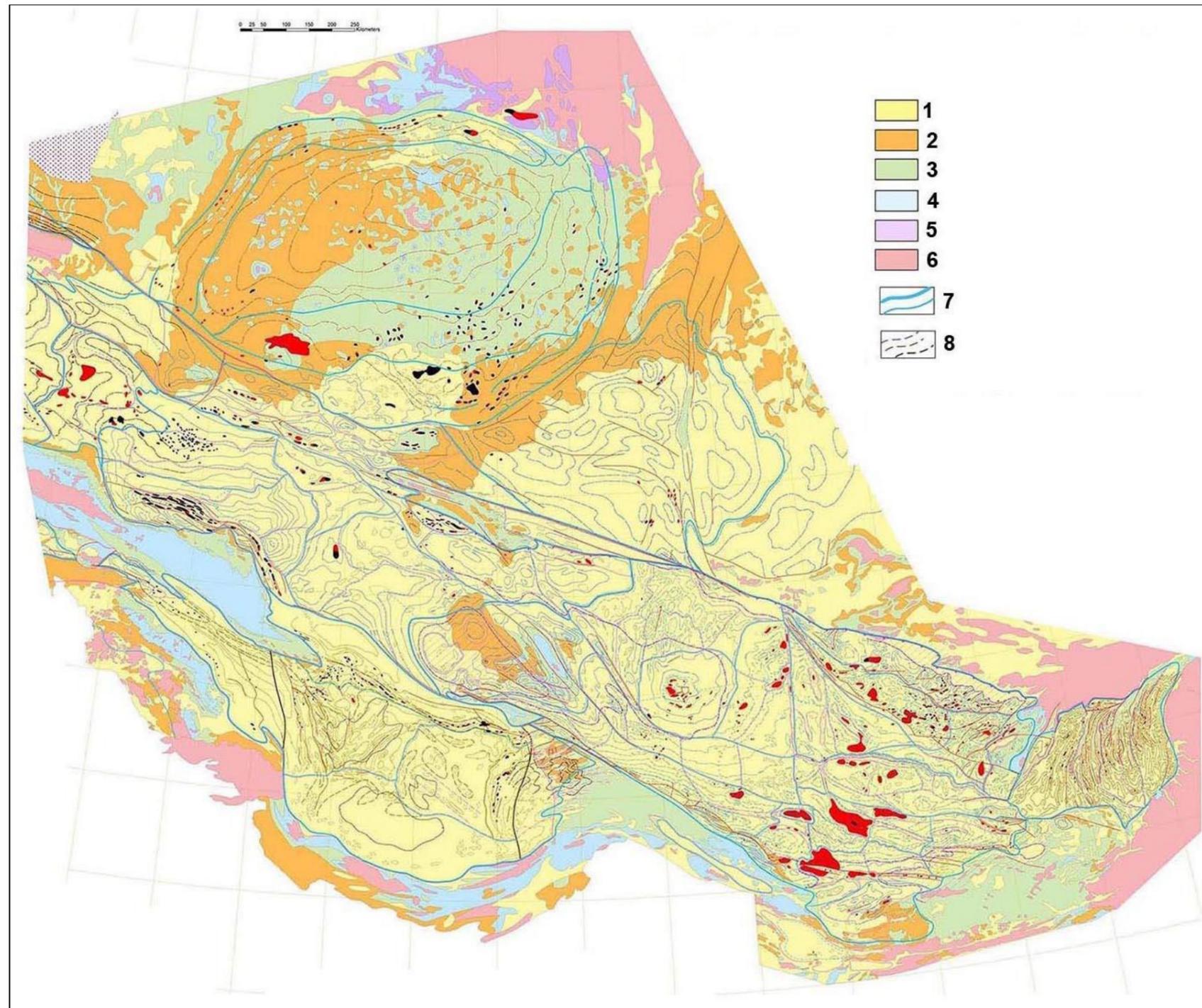
## **ТРАДИЦИОННЫЕ И НОВЫЕ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ЮГА ТУРАНСКОЙ ПЛИТЫ В КОНТЕКСТЕ КАСПИЙСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТА**

*Анализируются и сопоставляются новые структурно-тектонические и нефтегазогеологические модели юга Туранской плиты, построенные в институтах Российской Академии наук (ГИН РАН и др.), и традиционные модели, созданные во ВСЕГЕИ (Россия) и ИГИРНИГМ (Узбекистан). Основными объектами анализа являются грабен-рифтовые системы, нефтегазоносные провинции и бассейны, нефтегазоносные и перспективные комплексы осадочного чехла (юра-квартер), квазиplateформенных (перм-триас) и доplateформенных (допермский палеозой) образований. Основной в нефтегазогеологической части проекта рассматривается традиционная «Карта нефтегазоносности Каспийско-Арало-Амударьинского региона» масштаба 2,5М.*

**Ключевые слова:** *структурно-тектоническая модель, нефтегазогеологическая модель, грабен-рифтовая система, нефтегазоносная провинция, нефтегазоносный бассейн, нефтегазоносность, юг Туранской плиты, Каспийский международный геологический проект.*

Каспийский (Каспийско-Арало-Амударьинский) международный геологический проект реализуется с 2016 г. На рис. 1 изображена карта нефтегазоносных провинций (НГП) и бассейнов (НГБ) данного региона [Мелихов, Ларичев, Золотов, 2021], на рис. 2 - схема тектоники и нефтегазоносности Среднего Каспия [Региональная геология..., 2004].

Под югом Туранской эпигерцинской плиты (ЮТП) понимается территория плиты, расположенная южнее Мангышлакско-Предкызылкумского мегарегионального разлома [Геология и газонефтеносность..., 2017; Карта нефтегазогеологического..., 1989] (рис. 3-5) и включающая следующие отдельные тектонические элементы:



**Рис. 1. Карта нефтегазоносных бассейнов Каспийско-Арал-Амударьинского региона [Мелихов, Ларичев, Золотов, 2021]**

*Выходы на дневную поверхность отложений: 1 - неогена-антропогена; 2 - палеогена; 3 - мела; 4 - юры; 5 - триаса; 6 - палеозоя, местами докембрия, разновозрастных магматических образований; 7 - контуры НГП, НГБ и нефтегазоносных областей (НГО); 8 - структурные планы НГП и НГБ по основным нефтегазоносным комплексам (НГК).*

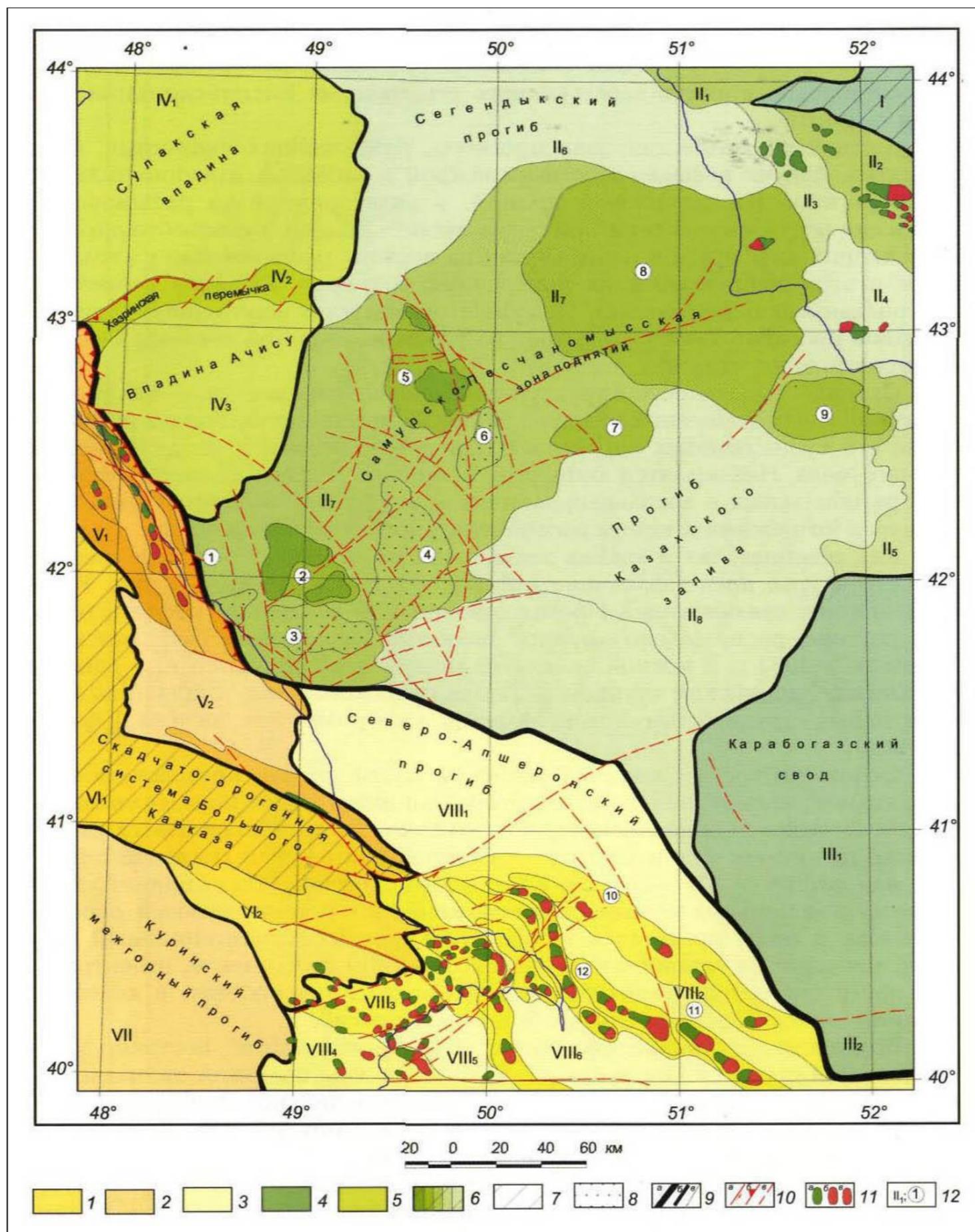
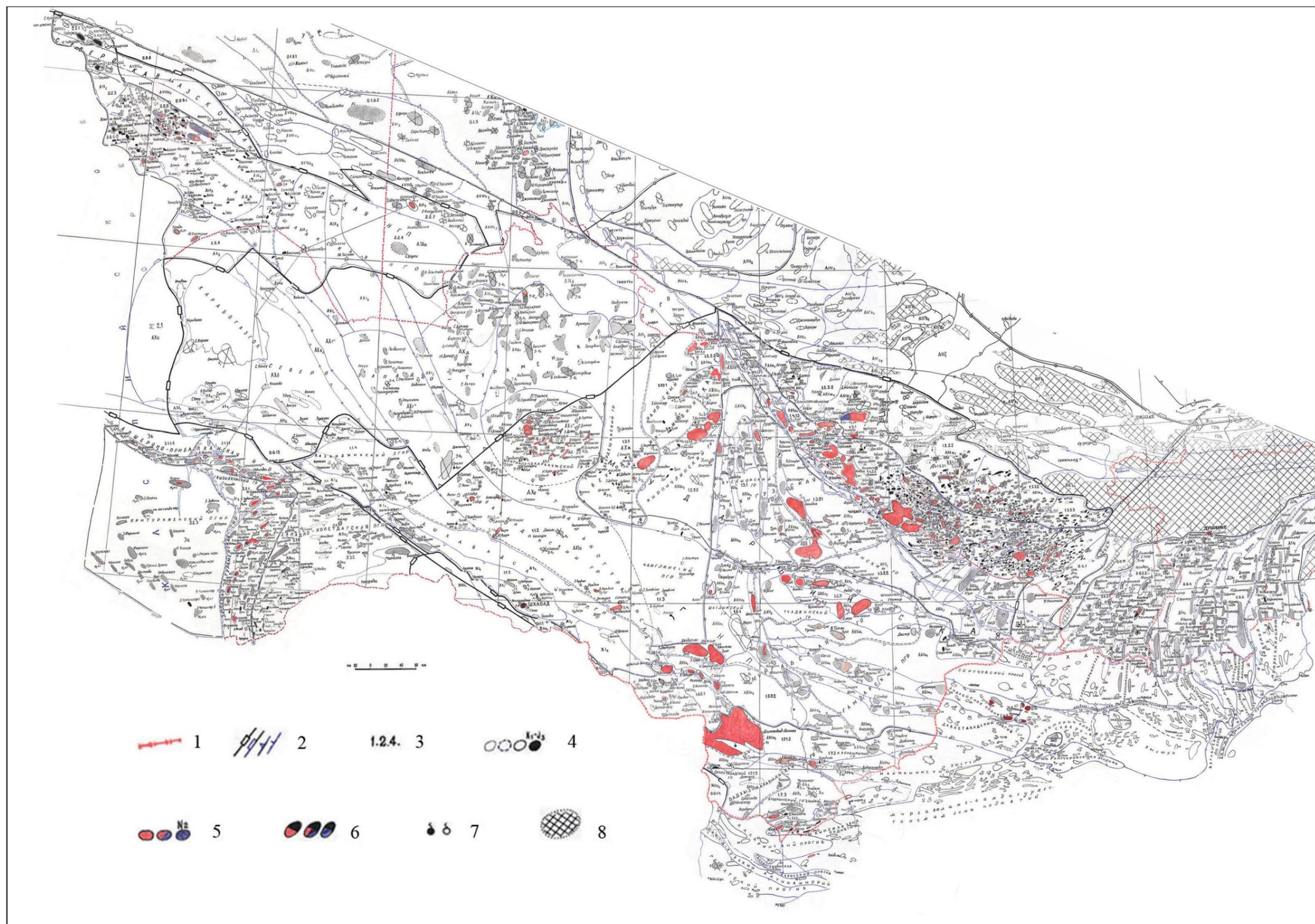
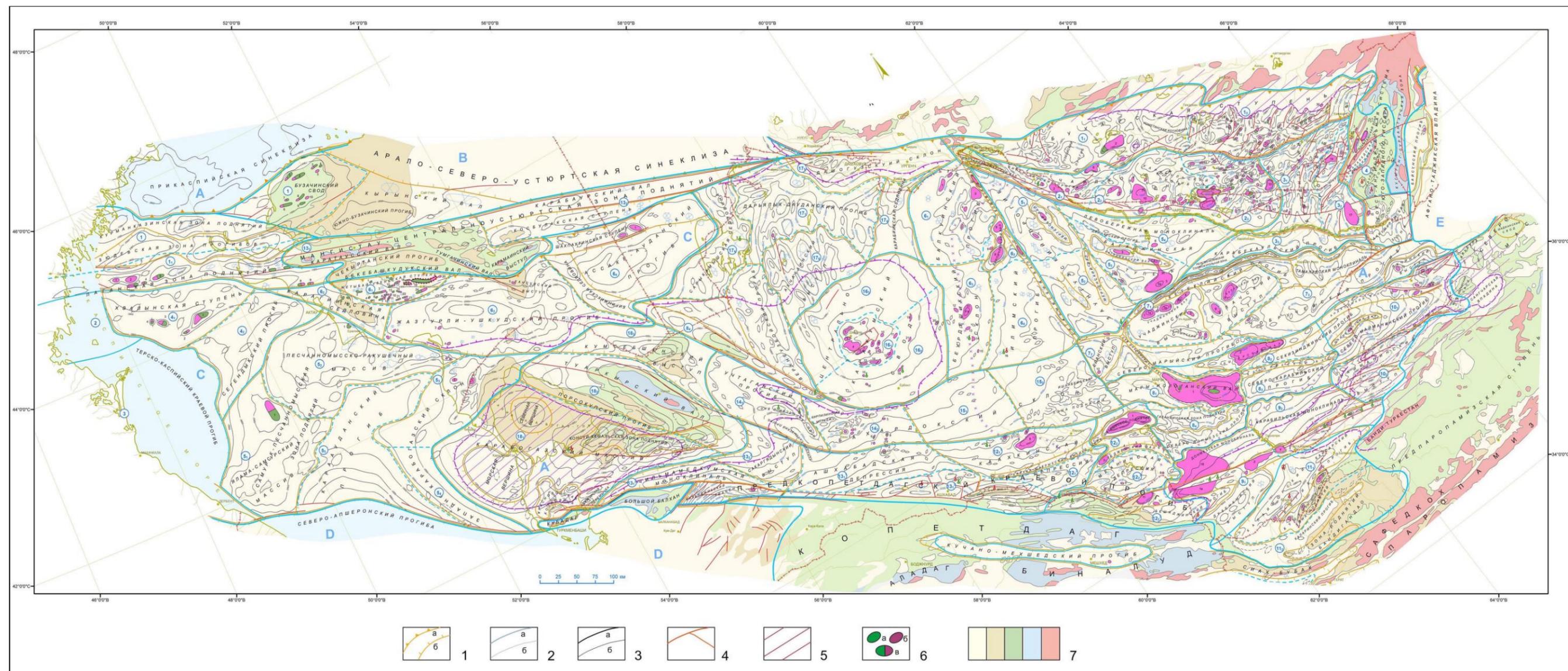


Рис. 2. Схема главных тектонических элементов и нефтегазоносности осадочного чехла южного сектора Среднего Каспия [Региональная геология..., 2004]

1 - складчато-орогенная система Большого Кавказа и ее структурные элементы; 2 - межгорные и предгорные прогибы и их структурные элементы; 3 - Южно-Каспийская впадина и ее структурные элементы; 4 - области поднятий Туранской плиты; 5 - Терско-Каспийский прогиб и его структурные элементы; 6 - области погружений Туранской плиты (Средне-Каспийская синеклиза) и их структурные элементы; 7 - орогенные области; 8 - погребенные своды в доверхнеюрских отложениях; 9 - тектонические границы: а - платформ и складчато-орогенных поясов, б - региональных структурных элементов, в - прочих структурных элементов; 10 - тектонические нарушения: а - сдвиги, сбросо- и взбрососдвиги, б - прочие, в - нарушения, предполагаемые по геолого-геофизическим данным; 11 - месторождения: а - нефти, б - газа, в - смешанного состава; 12 - номенклатура структурных элементов. Структурные элементы: I - Мангыстау-Центрально-Устюртская система поднятий; II - Среднекаспийская синеклиза (II<sub>1</sub> - Бике-Башкудукская ступень, II<sub>2</sub> - Жетыбай-Узеньская ступень, II<sub>3</sub> - Карагиинская седловина, II<sub>4</sub> - Жазгурлинский прогиб, II<sub>5</sub> - Аксу-Кендырлинская седловина, II<sub>6</sub> - Сегендыкский прогиб, II<sub>7</sub> - Самурско-Песчаномысская зона поднятий); III - Северо-Туркменская система поднятий (III<sub>1</sub> - Карабогазский свод, III<sub>2</sub> - Кубадаг-Большебалханская горст-антиклиналь); IV - Терско-Каспийский краевой прогиб (IV<sub>1</sub> - Сулакская впадина, IV<sub>2</sub> - Хазринская перемычка, IV<sub>3</sub> - впадина Ачису); V - складчатая система Кавказского форланда (V<sub>1</sub> - Восточно-Дагестанская складчатая зона, V<sub>2</sub> - Кусаро-Дивичинский прогиб); VI - складчато-орогенная система Большого Кавказа (VI<sub>1</sub> - ороген Большого Кавказа, VI<sub>2</sub> - Шемахино-Кобыстанская складчатая зона); VII - Куринский межгорный прогиб; VIII - Южно-Каспийская впадина (VIII<sub>1</sub> - Северо-Апшеронский прогиб, VIII<sub>2</sub> - Апшерон-Прибалханская система поднятий, VIII<sub>3</sub> - Апшерон-Кобыстанская зона поднятий, VIII<sub>4</sub> - Восточно-Азербайджанская или Западного борта система складок, VIII<sub>5</sub> - Периклиналиная впадина, VIII<sub>6</sub> - Южно-Апшеронская впадина). Цифры в кружках: 1 - Мухтадир-Низовский желоб, 2 - свод Ялама-Самур, 3 - Хачмасский свод, 4 - свод Самур-море, 5 - Центральный свод, 6 - Центрально-восточный свод, 7 - Хазарский свод, 8 - Песчаномысский свод, 9 - Ракушечный свод, 10 - Северная зона складок, 11 - Артемовский прогиб, 12 - Южная зона складок.



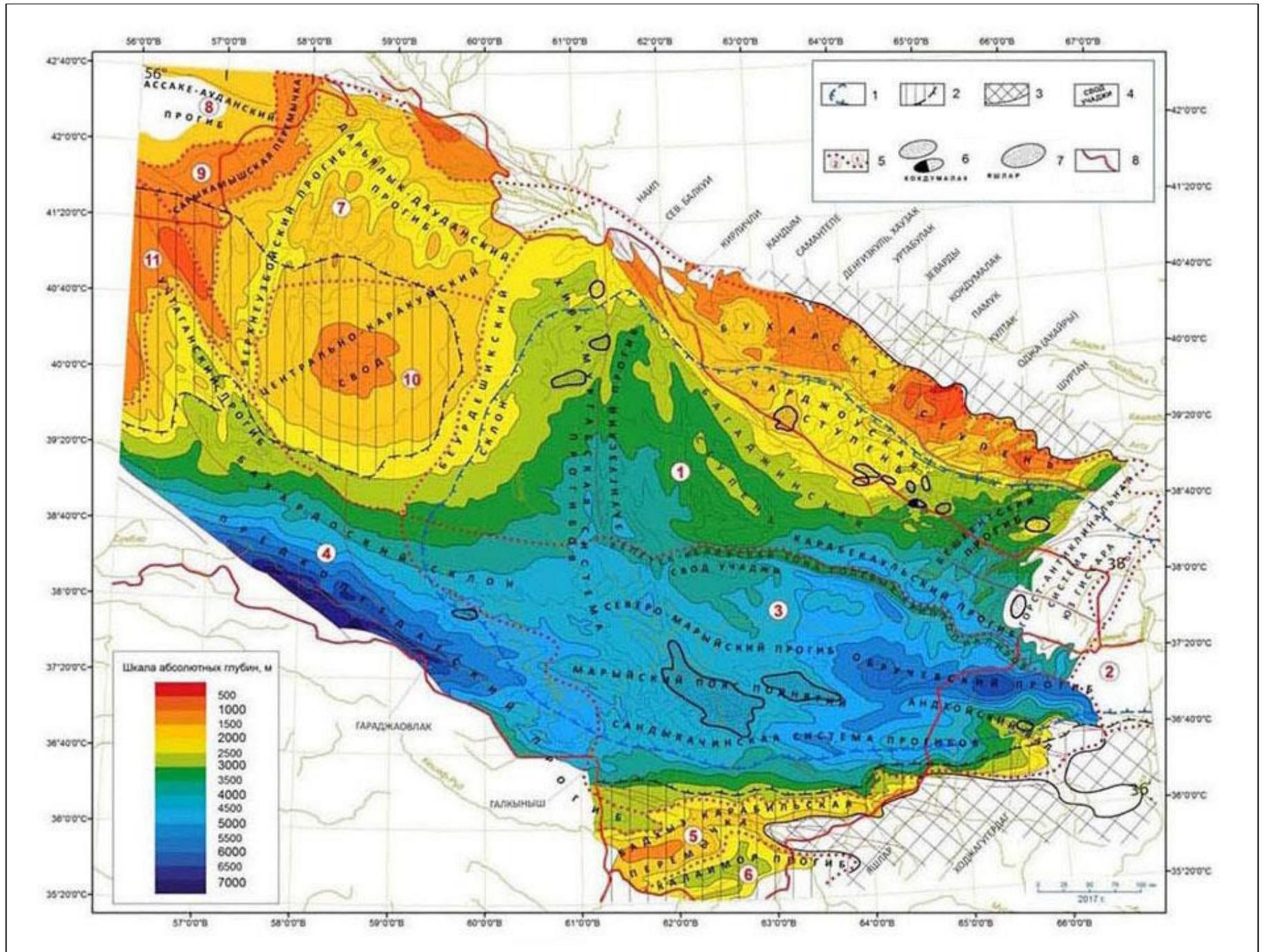
**Рис. 3. Карта нефтегазогеологического и тектонического районирования, (фонда) локальных поднятий и месторождений нефти и газа Юга Туранской плиты [Карта нефтегазогеологического..., 1989]**  
 1 - государственные границы; 2 - границы тектонических и нефтегазогеологических элементов разных порядков; 3 - номенклатура элементов нефтегазогеологического районирования. Перечень нефтегазоносных, перспективных, малоперспективных и бесперспективных элементов и охватываемых ими локальных поднятий, и месторождений Центральной Азии, обозначенных на карте цифрами и индексами, прилагается (по Северному Афганистану на карту вынесено тектоническое районирование, перечень поднятий и месторождений в приложении - отдельный); 4 - локальные поднятия, предполагаемые, выявленные и достоверные; 5 - месторождения газовые, нефтегазовые и нефтяные. Стратиграфический индекс возле поднятия обозначает перспективный интервал разреза, возле месторождения - продуктивный; 6 - объекты с установленной нефтегазоносностью, разведка которых продолжается или законсервирована; 7 - притоки нефти и газа в отдельных скважинах платформенной части Туркменистана; 8 - выходы на дневную поверхность магматических и метаморфических образований фундамента (докембрий, нижний-средний палеозой, местами - верхний палеозой).



**Рис. 4. Карта региональной структуры, тектонического и нефтегазгеологического районирования, продуктивности юрско-меловых отложений [Мелихов, Ларичев, Золотов, 2021]**

1 - границы крупнейших (а) и крупных (б) тектонических элементов; 2 - границы НГП (а) и НГО (б); 3 - изогипсы кровли келловей-оксфорда в погруженной части Каракумской провинции (а) и кровли юры на остальной территории (б); 4 - разрывные нарушения; 5 - полное выпадение из разреза юрских отложений; 6 - месторождения: нефтяные (а), газовые и газоконденсатные (б), нефтегазовые, нефтегазоконденсатные, газонефтяные (в); 7 - выходы на дневную поверхность отложений неогена-кватерна, палеогена, мела, юры, доюрских образований.

Каталог НГП, НГО и перспективных НГО: А - Прикаспийская НГП; В - Арало-Устюртская НГП; С - Северокавказско-Мангышлакская НГП: 1 - Каспийско-Мангистауская НГО; 2 - Восточно-Предкавказская НГО; 3 - Терско-Каспийская НГО; 4 - Хвалынская НГО; 5 - Среднекаспийская НГО; 6 - Мангышлакская НГО; D - Южнокаспийская НГП; E - Афгано-Таджикская самостоятельная НГО; G - Каракумская НГП: 1 - Бухарская газонефтеносная область; 2 - Чарджоуская газонефтеносная область; 3 - Бекинтская газонефтеносная область; 4 - самостоятельный газонефтеносный район Юго-Западного Гиссара; 5 - Заунгузская газоносная область; 6 - Беурдешик-Хивинская газоносная область; 7 - Учаджинская газоносная область; 8 - Мургабская газоносная область; 9 - Бадхыз-Карабильская ГО; 10 - Северо-Афганская ГНО; 11 - Калаиморская газоносная область; 12 - Восточно-Предкопетдагская газоносная область; 13 - Западно-Предкопетдагская газонефтеносная область; 14 - Бахардок-Учтаганская газонефтеносная область; 15 - Бахардок-Чанглинская перспективная газонефтеносная область; 16 - Центрально-Каракумская газоносная область; 17 - Северо-Туркменская перспективная газонефтеносная область; 18 - Карабогаз-Туаркыр-Капланкырская малоперспективная перспективная газонефтеносная область.



**Рис. 5. Карта бассейнового нефтегазогеологического районирования на структурной основе кровли келловей-оксфорда и кровли юры (в бортовых зонах келловей-оксфорд срезан предмеловым размывом) Каракумской нефтегазоносной провинции**  
[Мелихов, Ларичев, Золотов, 2021]

1 - конфигурация выклинивания кимериджских солей Амударьинского соленосного бассейна; 2-3 - выпадение юрских секций разреза Амударьинского бассейна; 2 - выпадение эвапоритов кимеридж-титона; 3 - полное выпадение юрских отложений; 4 - основные тектонические элементы Каракумской провинции, маркированные без разграничений; 5 - элементы и номенклатура бассейнового нефтегазогеологического районирования: 1-3 - Амударьинский соленосный и исторический нефтегазовый мегабассейн: 1 - Приамударьинский газонефтяной бассейн; 2 - Мургабский газонефтяной бассейн (разграничение бассейнов 1.2 - произведена по Репетек-Келифской линейной зоне солевых криптодиатиров); 3 - Афгано-Таджикский (Верхнеамударьинский) НГБ, переработанный новейшим тектогенезом и превратившийся в межгорный; 4 - Предкопетдагский предгорный газонефтяной бассейн; 5 - Бадхыз-Карабильская перемычка - межбассейновая газонефтеносная зона, включаемая в Мургабский газонефтяной бассейн; 6 - Калаиморско-Каларинский газонефтяной бассейн; 7 - Северотуркменский перспективный газонефтяной бассейн; 8 - Ассахо-Ауданский газовый суббассейн Южномангистау-Южноустюртского НГБ; 9 - Сарыкамышская перемычка - межбассейновая перспективная газонефтеносная зона, включаемая в Северотуркменский бассейн; 10 - Центрально-Каракумский межбассейновый газонефтяной массив, сопряжённый с Предкопетдагским, Приамударьинским и Северотуркменским бассейнами; 11 - Карабогаз-Туаркыр-Капланкырский межбассейновый массив, обрамлённый Предкопетдагским, Южнокаспийским, Среднекаспийским, Южномангистауским и Северотуркменским НГБ. Карабогаз-Туаркыр-Капланкырский межбассейновый массив малоперспективен на нефть и газ в отдельных зонах (апикальные по подошве осадочного чехла элементы Карабогазского массива, склоны массива в направлении каспийских бассейнов) и включается авторами в состав Каракумской провинции; 6-7 - главные месторождения в подсольевых карбонатах: 6 - крупнейшие газоконденсатные (начальные запасы более 100 млрд. м<sup>3</sup> газа) и нефтегазоконденсатное месторождение Кондумалак; 7 - уникальные месторождения Галкыныш (21 трлн. м<sup>3</sup>), Яшлар (5), Шуртан (0,6); 8 - госграница Туркменистана.

- Южномангышлакская-Южноустюртская (ЮМ-ЮУ) система прогибов Казахстана и Узбекистана, составленная Жазгурли-Учкудукским и Ассаке-Ауданским прогибами, принадлежащая Предкавказско-Мангышлакской НГП;

- Бухаро-Хивинский регион Узбекистана (БХР) и вся платформенная часть Туркменистана (с небольшими прилежащими фрагментами Афганистана и Ирана), принадлежащие Каракумской (Амударьинской) газонефтяная провинция (ГНП).

Под Амударьинской провинцией авторы понимают одноимённый юрский бассейн, составленный Приамударьинским, Мургабским суббассейнами и Верхнеамударьинским (Афгано-Таджикским) историческим суббассейном, отделившимся от материнского бассейна и превратившийся в межгорный в результате новейшего тектогенеза [Геология и газонефтеносность..., 2017] (см. рис. 1, 3-5).

Каракумская провинция рассматривается авторами шире и, кроме Амударьинской провинции, включает также Предкопетдагский и Северо-Туркменский бассейны, Центрально-Каракумскую и Карабогаз-Сарыкамышскую межбассейновые зоны. Последняя разобщает Каракумскую ГНП от Предкавказско-Мангышлакской НГП и включается авторами в состав Каракумской провинции [Геология и газонефтеносность..., 2017] (см. рис. 1, 3-5).

По закономерностям глубинного строения и нефтегазоносности ЮТП и отдельных регионов опубликовано множество монографий и статей, из которых применительно к менее изученной территории Туркменистана использованы, в частности, работы [Геологические предпосылки..., 1976; Формации, палеотектоника..., 1976; Геология и перспективы..., 1970; Кравченко, Иванова, Бабенко, 1988; Тектоника и нефтегазоносность..., 1973; Фундамент и основные..., 1970; Геология и геодинамика..., 1986; Глубинное строение..., 1974; Панасенко, 1983; Комплекс геолого-геофизических..., 1987; Тимурзиев, 1989; Мелихов и др., 2021; Мелихов, 2009; Поиски сложно экранированных..., 1988]. Для Амударьинской провинции в целом очень большое значение имеет монография [Geological Evolution..., 2017]

Раздел Туранской и Скифской плит в акватории Среднего Каспия проходит по сочленению Терско-Каспийского прогиба и Песчаномыско-Самурской системы поднятий [Региональная геология..., 2004] (см. рис. 2). Между последней и Карабогазским сводом выделяется прогиб Казахского залива (Западно-Карабогазский), раскрывающийся на юге в Североапшеронский прогиб Южного Каспия.

Предлагается разделить Предкавказско-Мангышлакскую НГП на Предкавказскую и Мангышлакскую провинции с логичной локализацией их соответственно в пределах Скифской и Туранской плит. В состав Мангышлакской НГП (Южно-Мангышлакская НГО и Ассаке-Ауданская ГО) рекомендуется включить и Западно-Карабогазский бассейн в качестве перспективной НГО. Перспективы названного бассейна повышаются ввиду открытия на

Центральном поднятии его западного борта крупного газоконденсатного месторождения. Перспективы восточного борта бассейна - западного склона Карабогазского свода - связываются, в основном, с ловушками литолого-стратиграфического выклинивания отложений юры-нижнего мела. Сохраняется и противоположная тенденция объединения нефтегазогеологических элементов Скифской и Туранской плит, например, в Среднекаспийский НГБ [Яндарбиев и др., 2017].

Для ЮТП и наиболее продуктивных её элементов - Амударьинской провинции и Предкопетдагского бассейна - приоритет имеют:

- структурные карты поверхности палеозойского фундамента и подошвы ортоплатформенного чехла (подошвы нижней-средней («терригенной») юры) (рис. 6а, 7);
- структурно-геологическая карта кровли келловей-оксфорда («карбонатной юры»), переходящая в структурную карту поверхности предмелового размыва на бортовых поднятиях (см. рис. 7а, 8);
- структурно-геологические карты кровельных поверхностей эвапоритов кимеридж-титона и карбонатно-терригенного комплекса неокома (см. рис. 8а, 9а);
- карты толщин, палеотектоники и локализации ареалов перспектив нефтегазоносности «терригенной» и «карбонатной» юры, карбонатно-терригенного неокома (см. рис. 6б, 7б, 8б, 9б, 10).

Рис. 10а иллюстрирует палеотектонический максимум прогибания Амударьинского юрского бассейна в кимеридж-титонское время, рис. 10б показывает максимум прогибания Предкопетдагского бассейна в неокоме.

На рис. 11 представлена схематическая структурная карта поверхности фундамента, продуктивности и перспектив газонефтеносности промежуточного комплекса и кровельной части фундамента Каракумской провинции. Рис. 12-14 иллюстрируют карты мощности, палеотектоники и перспектив газонефтеносности нижней-средней юры, келловей-оксфорда и неокома.

Рис. 15 и 16 - это детальные структурно-геологические карты поверхностей подсолевой карбонатной юры и карбонатно-терригенного неокома, на которые вынесены месторождения углеводородов (УВ), газонефтеперспективные локальные поднятия, зоны и участки прогнозируемых сложноэкранированных ловушек и залежей (СЭЛЗ), в том числе - рифово-литологических в келловей-оксфорде.

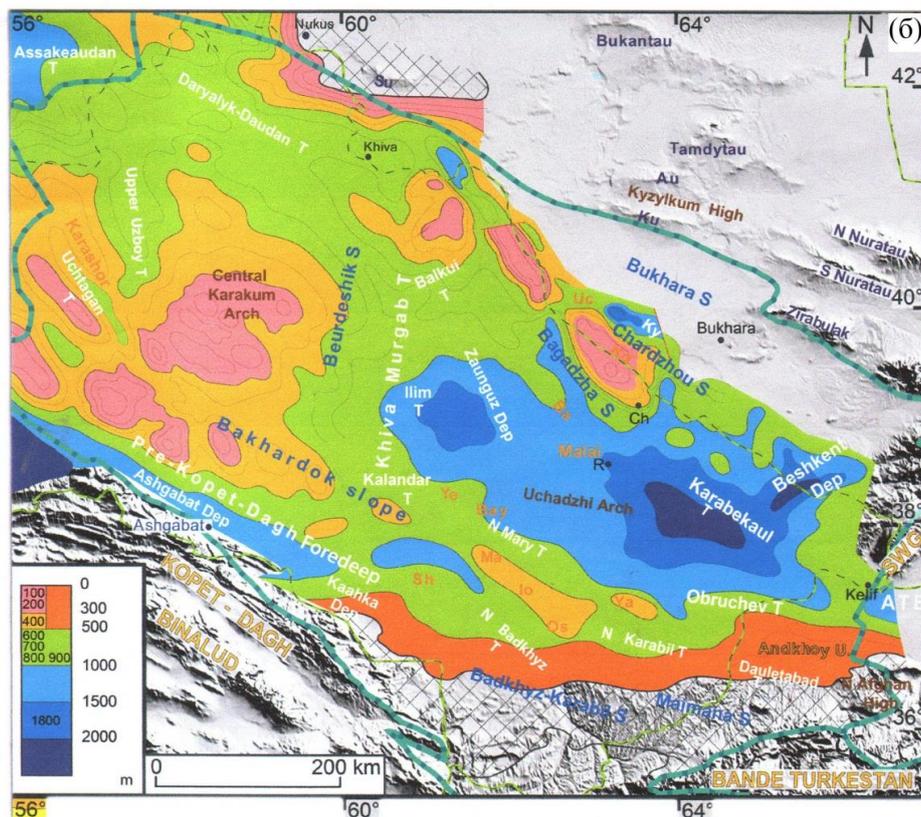
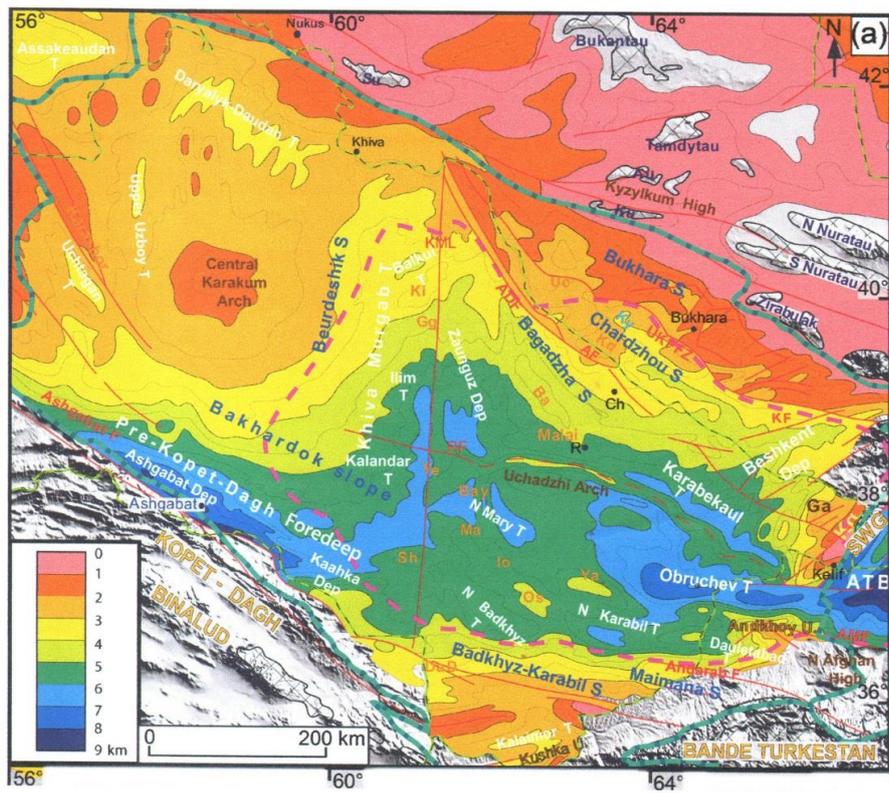


Рис. 6. Схематическая структурная карта подошвы J<sub>1-2</sub>- основания осадочного чехла (а) и карта толщины и палеотектоники ниже-среднеюрского комплекса J<sub>1-2</sub>. (б) Каракумской провинции [Geological Evolution..., 2017]

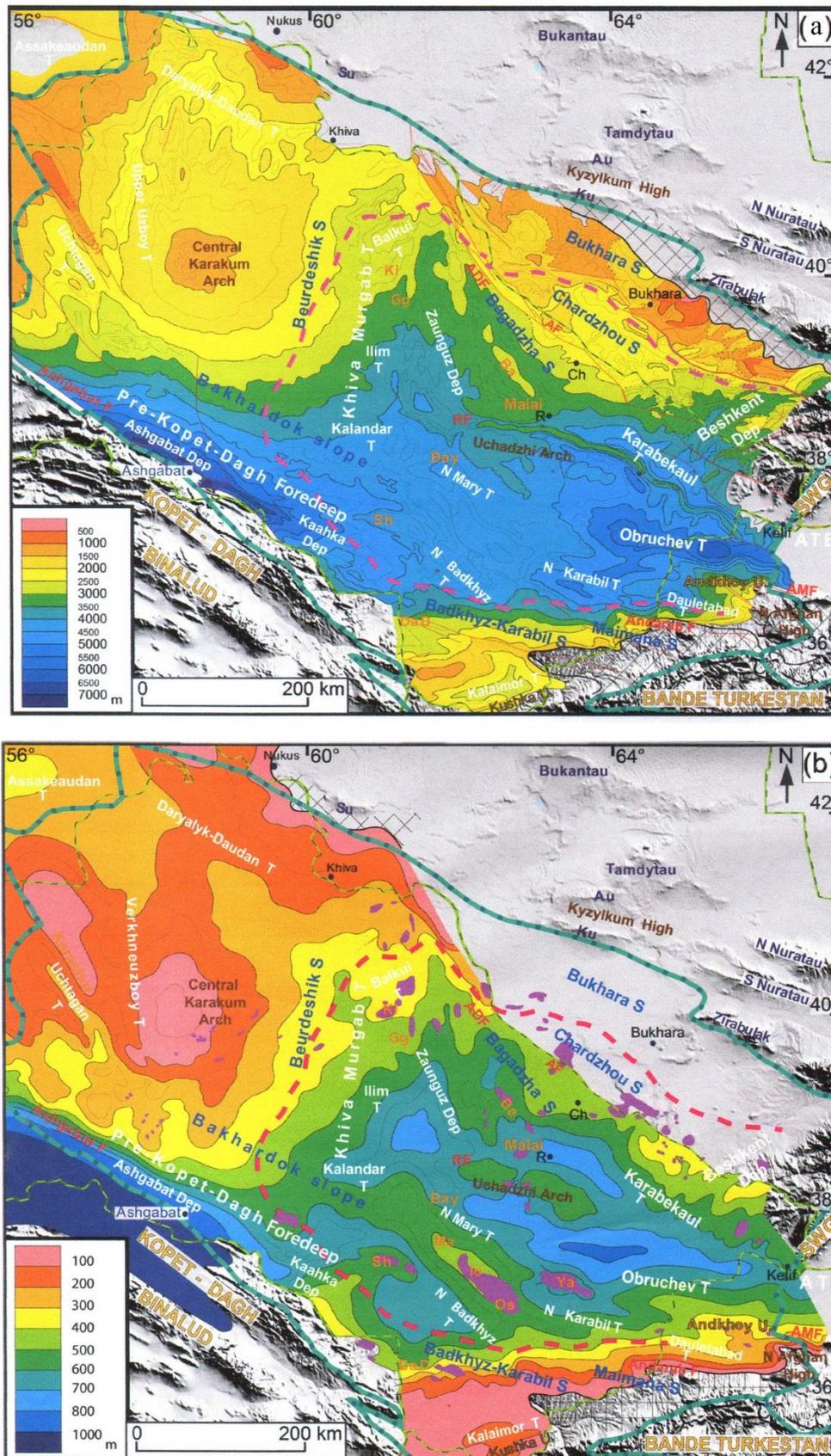


Рис. 7. Структурно-геологическая карта кровли подсолевых отложений келловей-оксфорда (а) и карта толщины и палеотектоники келловей-оксфордского комплекса Жзк-о (б) Каракумской провинции [Geological Evolution..., 2017]

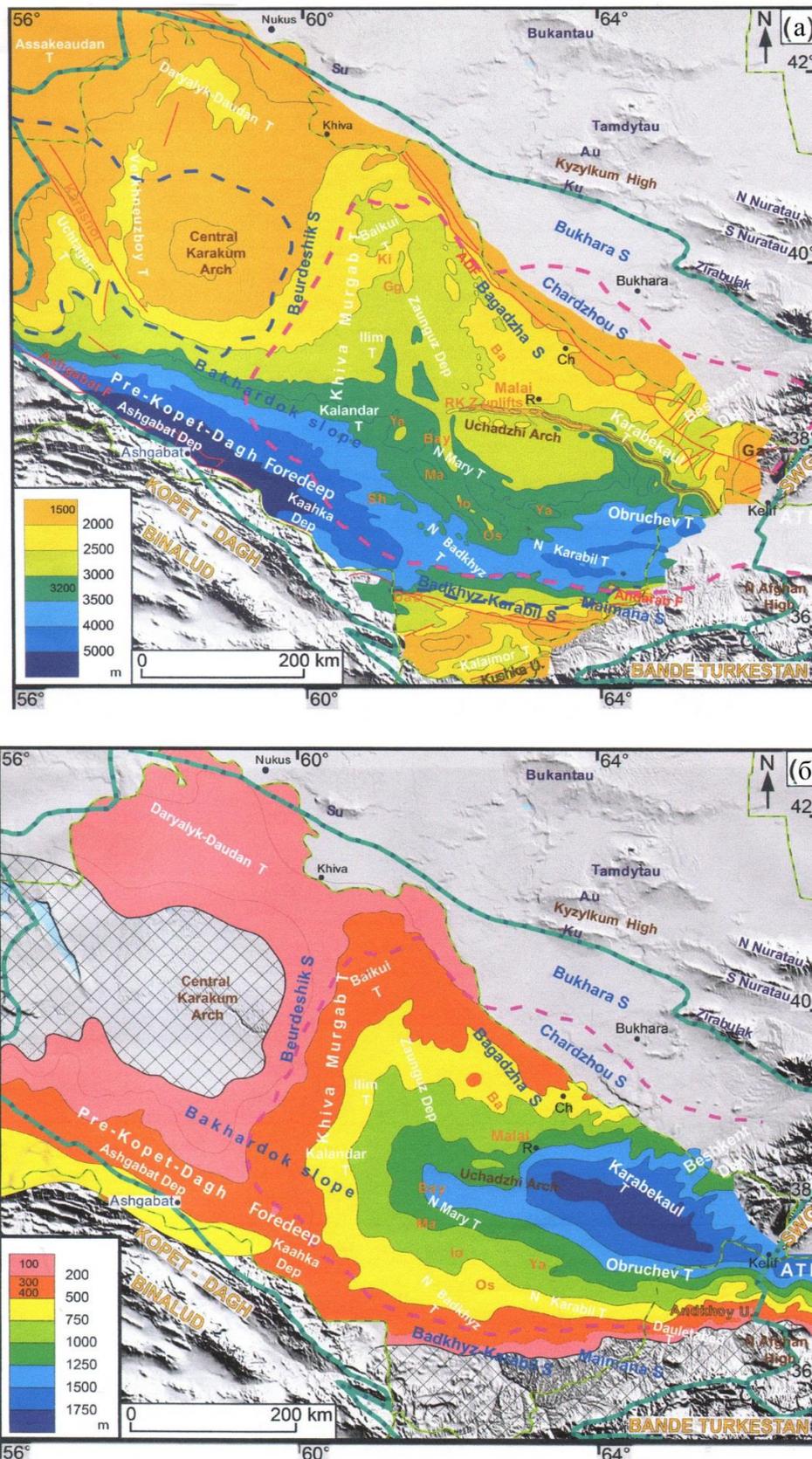


Рис. 8. Структурно-геологическая карта кровли эвапоритовых отложений кимеридж-титона (а) и карта толщины и палеотектоники кимеридж-титона J<sub>3</sub>km-t (б) Каракумской провинции [Geological Evolution..., 2017]

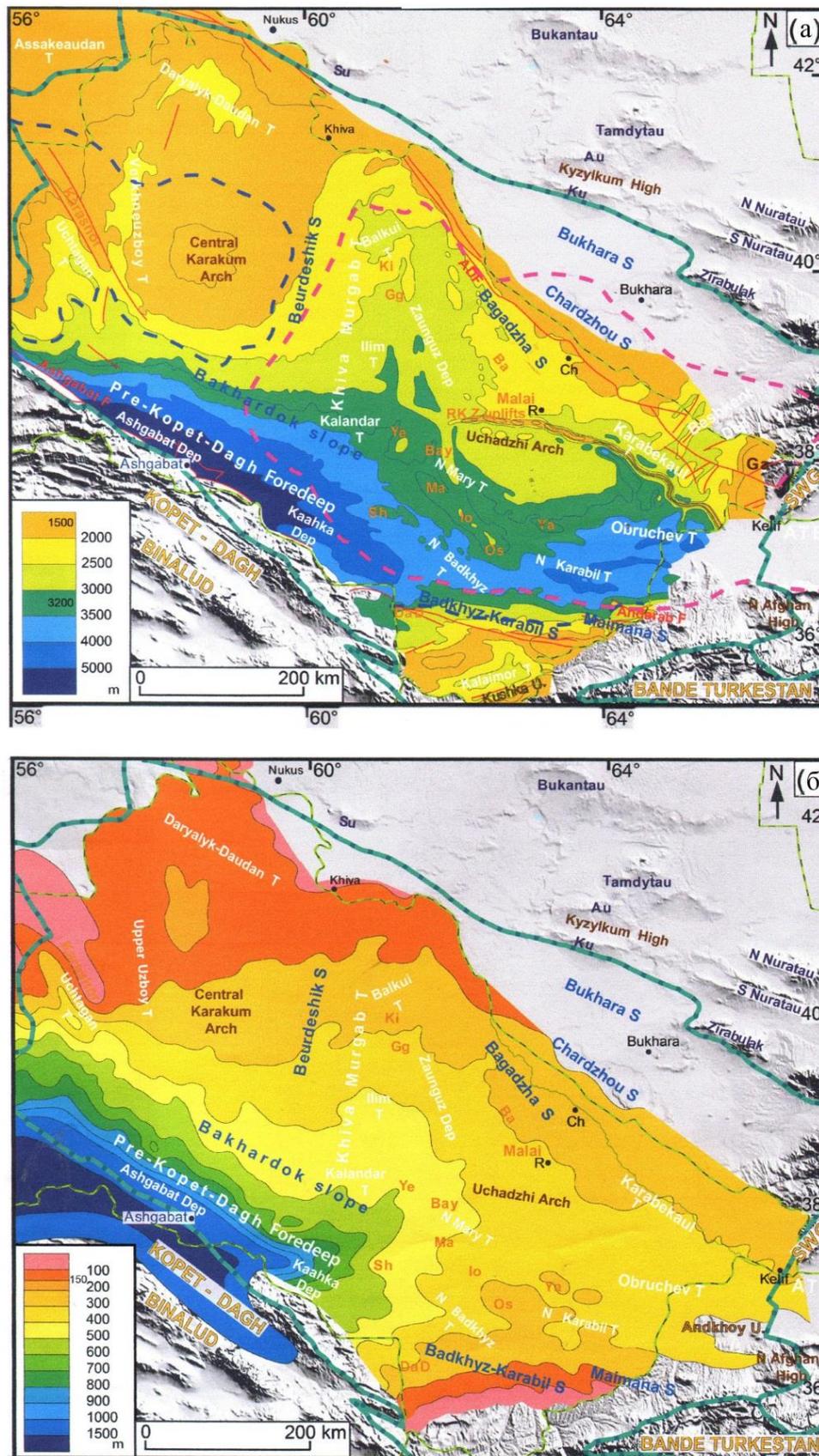


Рис. 9. Структурно-геологическая карта кровли эвапоритовых отложений кимеридж-титона J<sub>3</sub>km-t - подошвы неокома (а) и карта толщины и палеотектоники неокомского комплекса K<sub>1nc</sub> (б) Каракумской провинции [Geological Evolution..., 2017]



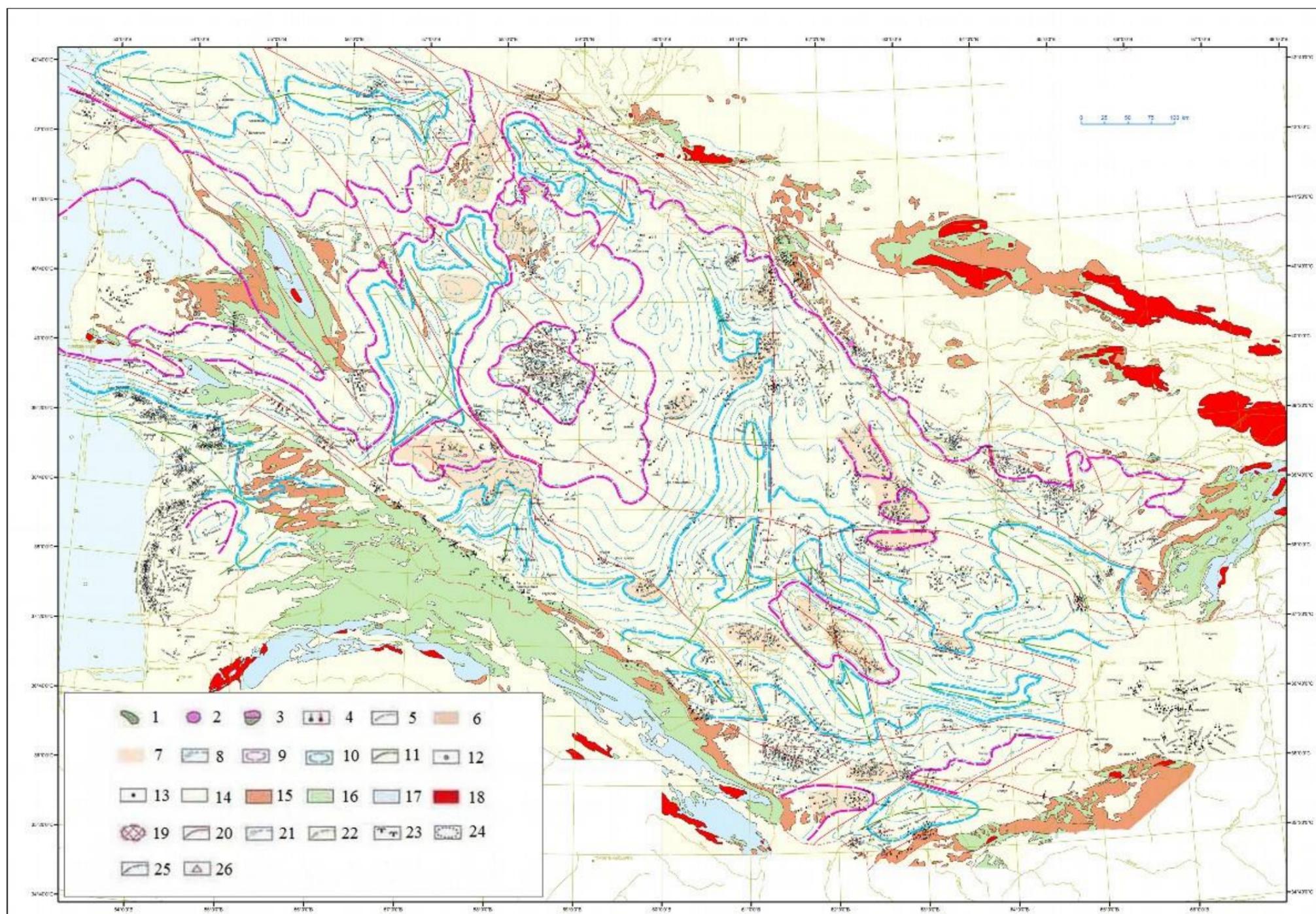
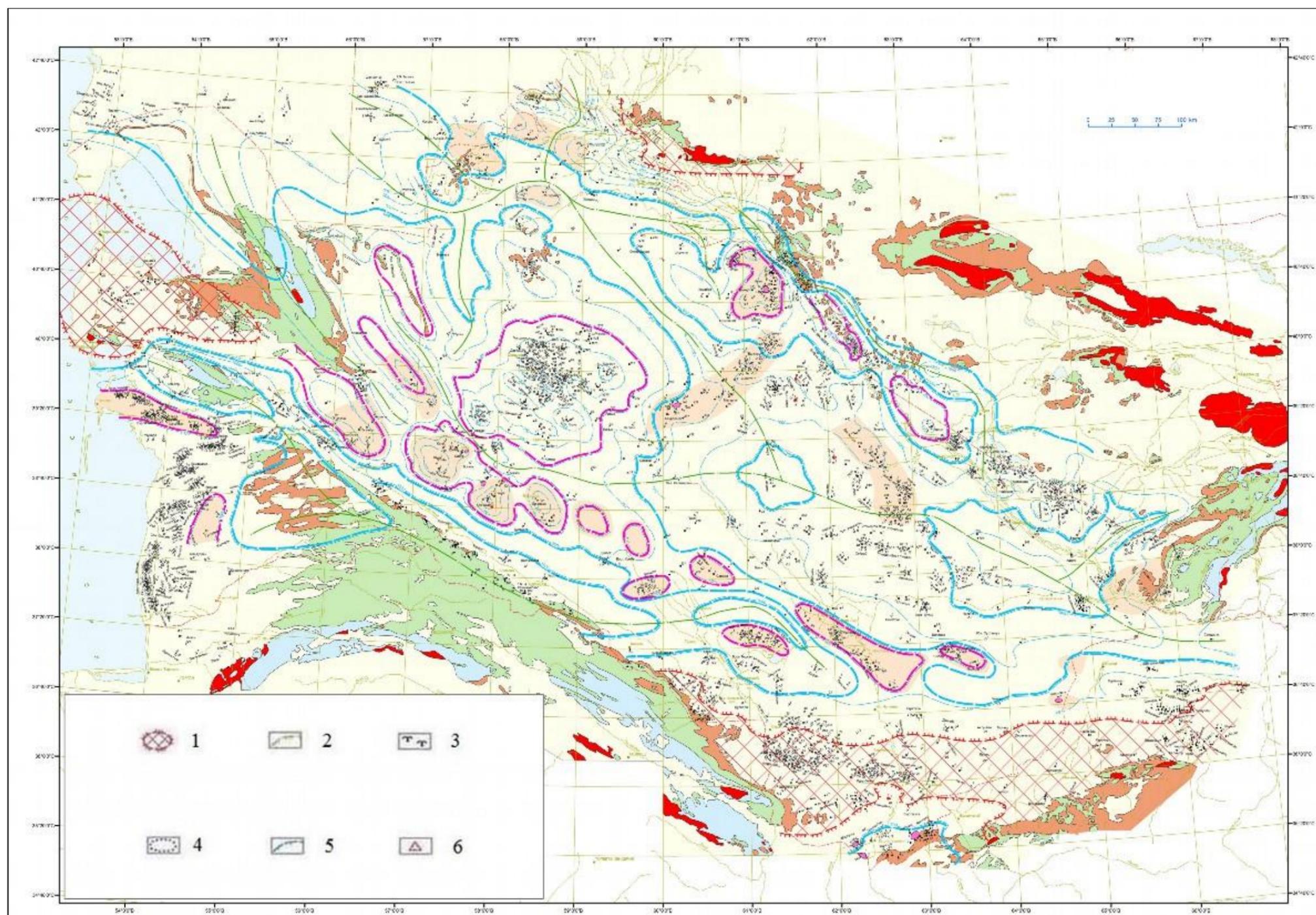


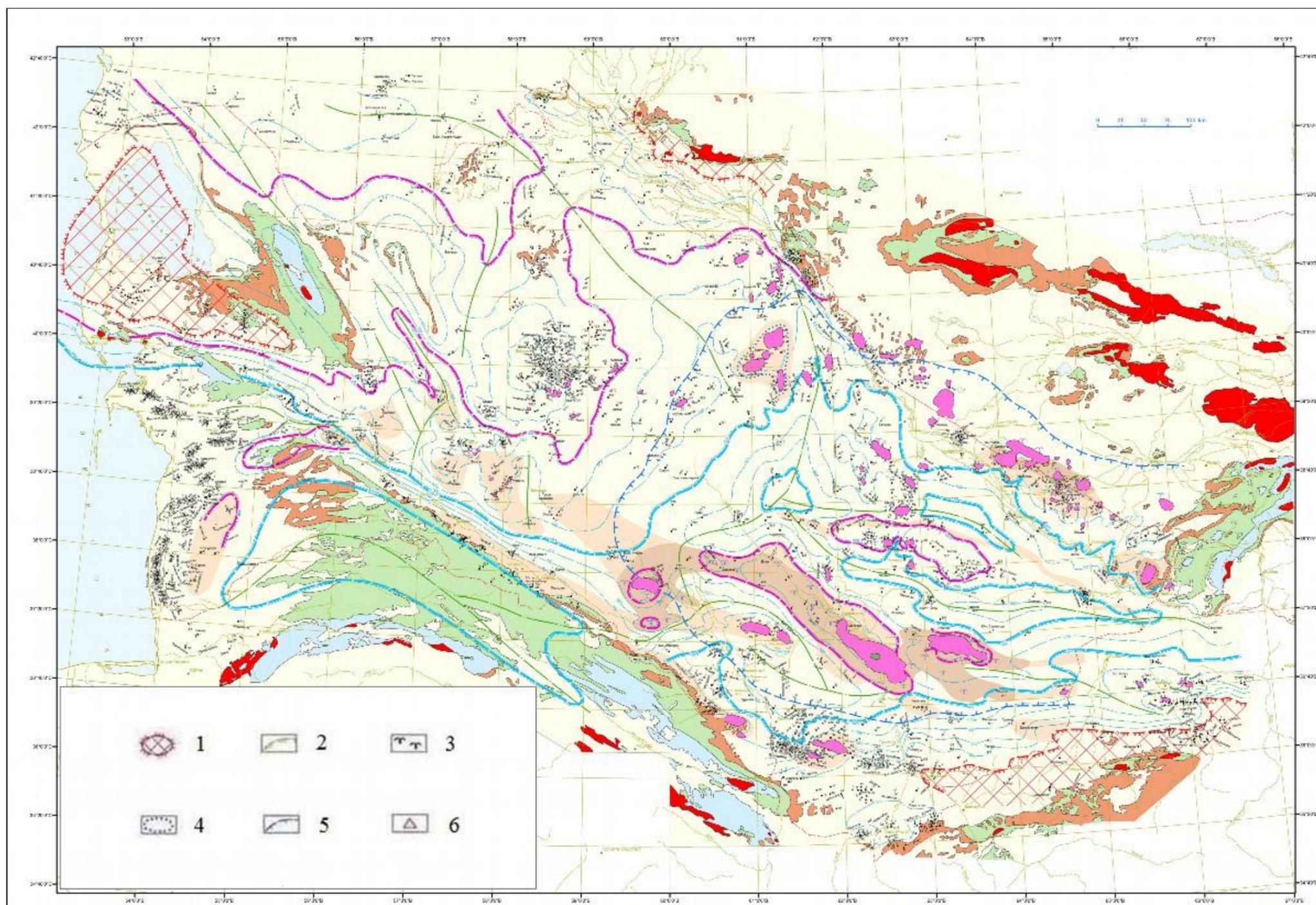
Рис. 11. Схематическая карта структуры поверхности фундамента, продуктивности и перспектив газонефтеносности промежуточного комплекса и кровельной части фундамента Каракумской провинции

[Геология и газонефтеносность..., 2017]

Месторождения нефти и газа: 1 - нефтяные, 2 - газовые, газоконденсатные, 3 - газонефтяные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные, 4 - нефтегазопроявления; 5 - государственные границы; категории перспективности земель на газ и нефть - приближённая авторская качественная оценка: 6 - высокоперспективные; 7 - перспективные; элементы региональной палеотектоники: 8 - изопакиты комплекса отложений; 9 - региональные палеоподнятия; 10 - региональные палеодепрессии; 11 - региональные палеотальвеги; 12 - глубокие скважины; 13 - отдельные структурные скважины; выходы на дневную поверхность: 14 - неогена-антропогена; 15 - палеогена; 16 - мела; 17 - юры; 18 - доюрских образований; 19 - выпадение из разреза неокомского, кимеридж-титонского, келловей-оксфордского, нижнесреднеюрского комплексов отложений; 20 - разрывные нарушения; 21 - изопакиты кровли средне-верхнепалеозойского фундамента; 22 - литологический экран, образовавшийся за счёт засоления готеривского песчаного резервуара на карте неокомского комплекса; 23 - органогенные постройки в келловей-оксфордском карбонатном комплексе; 24 - кирпичлинский ареал распространения высокопродуктивных известняков - рухляков в средней части келловей-оксфордского комплекса; 25 - выклинивание солей кимериджа на бортах Амударья-Мургабского бассейна на картах кимеридж-титонского и келловей-оксфордского комплексов; 26 - образование скоплений УВ за счёт их эмиграции из подстилающих комплексов.



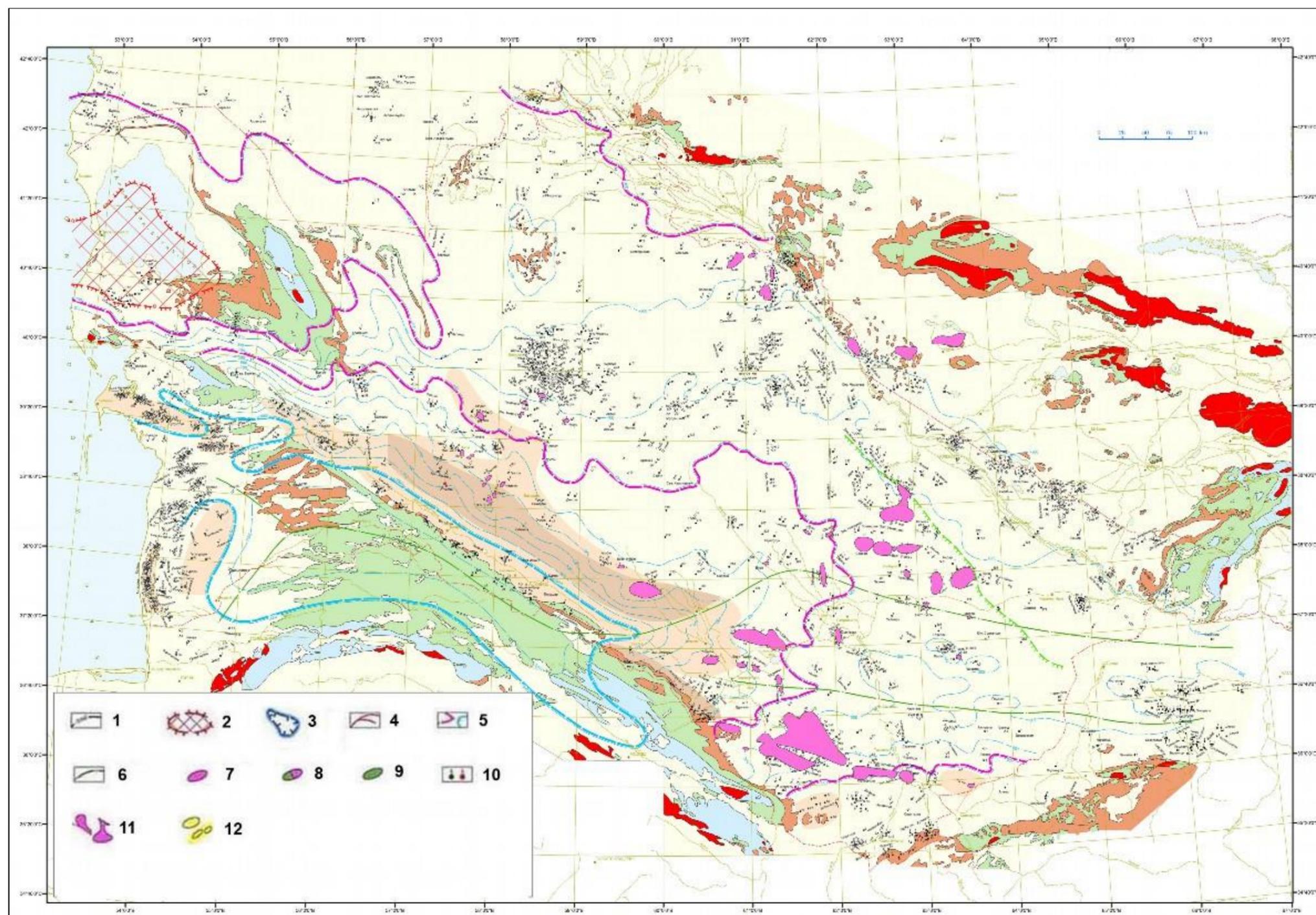
**Рис. 12. Карта мощности, палеотектоники, продуктивности и перспектив газонефтеносности ниже-среднеюрского комплекса\* Каракумской провинции [Геология и газонефтеносность..., 2017]**  
 1 - выпадение из разреза неокомского, кимеридж-титонского, келловей-оксфордского, ниже-среднеюрского комплексов отложений; 2 - литологический экран, образовавшийся за счёт засоления готеривского песчаного резервуара на карте неокомского комплекса; 3 - органогенные постройки в келловей-оксфордском карбонатном комплексе; 4 - кирпичлинский ареал распространения высокопродуктивных известняков - рухляков в средней части келловей-оксфордского комплекса; 5 - выклинивание солей кимериджа на бортах Амударья-Мургабского бассейна на картах кимеридж-титонского и келловей-оксфордского комплексов; 6 - образование скопления УВ за счёт их эмиграции из подстилающих комплексов. Остальные усл. обозначения см. на рис. 11.  
 \* - без келловейских отложений.



**Рис. 13. Карта мощности, палеотектоники, продуктивности и перспектив газонефтеносности келловей-оксфордского комплекса Каракумской провинции [Геология и газонефтеносность..., 2017]**

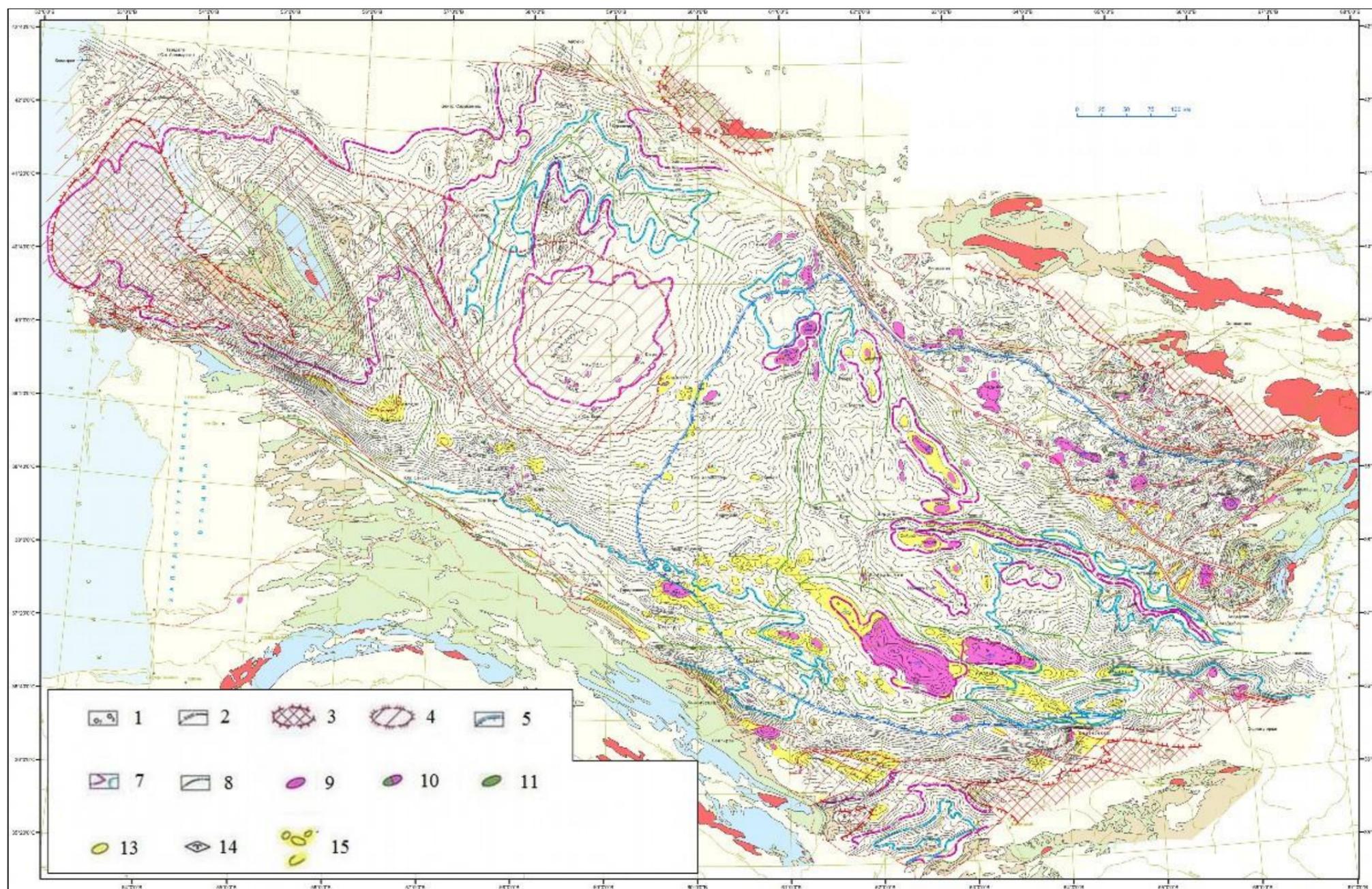
1 - выпадение из разреза неокомского, кимеридж-титонского, келловей-оксфордского, нижнесреднеюрского комплексов отложений; 2 - литологический экран, образовавшийся за счёт засоления готеривского песчаного резервуара на карте неокомского комплекса; 3 - органогенные постройки в келловей-оксфордском карбонатном комплексе; 4 - кирпичлинский ареал распространения высокопродуктивных известняков - рухляков в средней части келловей-оксфордского комплекса; 5 - выклинивание солей кимериджа на бортах Амударья-Мургабского бассейна на картах кимеридж-титонского и келловей-оксфордского комплексов; 6 - образование скоплений УВ за счёт их эмиграции из подстилающих комплексов.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 11.



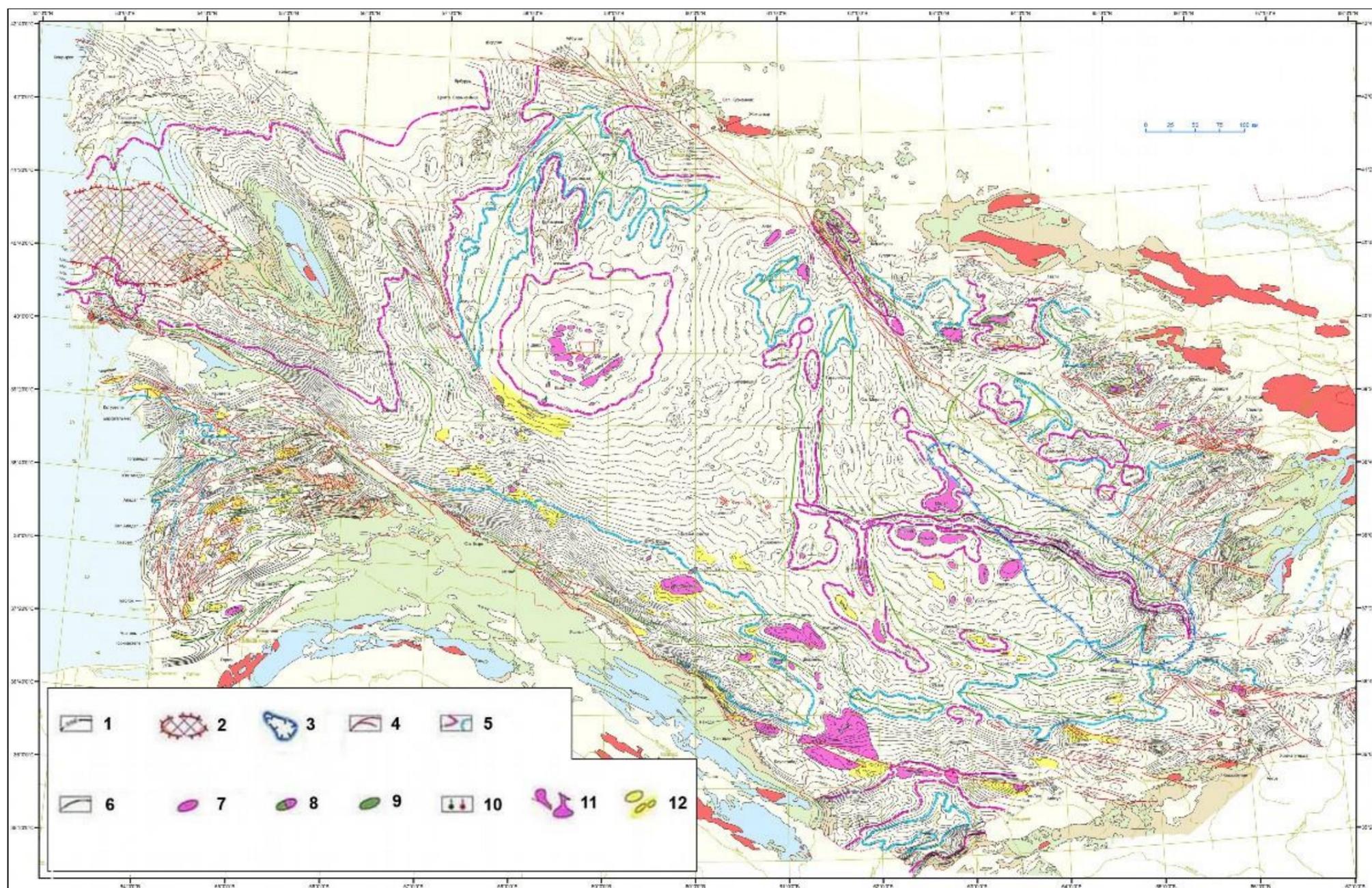
**Рис. 14. Карта мощности, палеотектоники, продуктивности и перспектив газонефтеносности неокомского комплекса Каракумской провинции и Западно-Туркменской впадины** [Геология и газонефтеносность..., 2017]

1 - изогипсы поверхности нижнего баррема (в зоне выпадения неокома в купольной части Карабогазского свода - изогипсы поверхности предайтского размыва); 2 - полное стратиграфическое срезание неокома предайтским размывом в купольной части Карабогазского свода; 3 - ареал распространения готерив-валанжинских солей и засоления готеривских песчаников (засоления песчаников явилось экраном Малай-Чартакской и Бешкизыльской структурно-литологических залежей); 4 - разрывные нарушения; 5 - региональные и зональные кимеридж-титонские поднятия и прогибы; 6 - тальвеги региональных и зональных прогибов; продуктивность и перспективность нижнемеловых отложений: 7 - газовые и газоконденсатные месторождения; 8 - нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения; 9 - нефтяные месторождения; 10 - притоки и проявления газа и нефти; 11 - сложноэкранированные газоконденсатные и газовые скопления с комбинированным дизъюнктивно-литолого-гидродинамическим экраном в среднеготеривском шатлыкском горизонта Даулетабад-Донмезского месторождения, Малай-Чартакская и Бешкизыльская структурно-литологические залежи в готеривских песчаниках: Гараджаовлакское структурно-литологическое скопление в карбонатно-терригенных породах валанжин; Курук-Сакарчагинская литологическая залежь в апте; 12 - газонефтеперспективные локальные поднятия, прогнозируемые зоны и участки структурно-литологических ловушек и скоплений УВ. Остальные усл. обозначения см. на рис. 11.



**Рис. 15. Структурно-геологическая карта кровли келловей-оксфорда, переходящая в структурную карту поверхности предмелового размыва на региональных поднятиях Каракумской провинции с распределением келловей-оксфордских месторождений углеводородов, газонефтеперспективных локальных поднятий, рифовых и органогенных субформаций, зон и участков, перспективных на рифово-литологические, структурно-литологические и структурно-стратиграфические ловушки и скопления углеводородов [Геология и газонефтеносность..., 2017]**

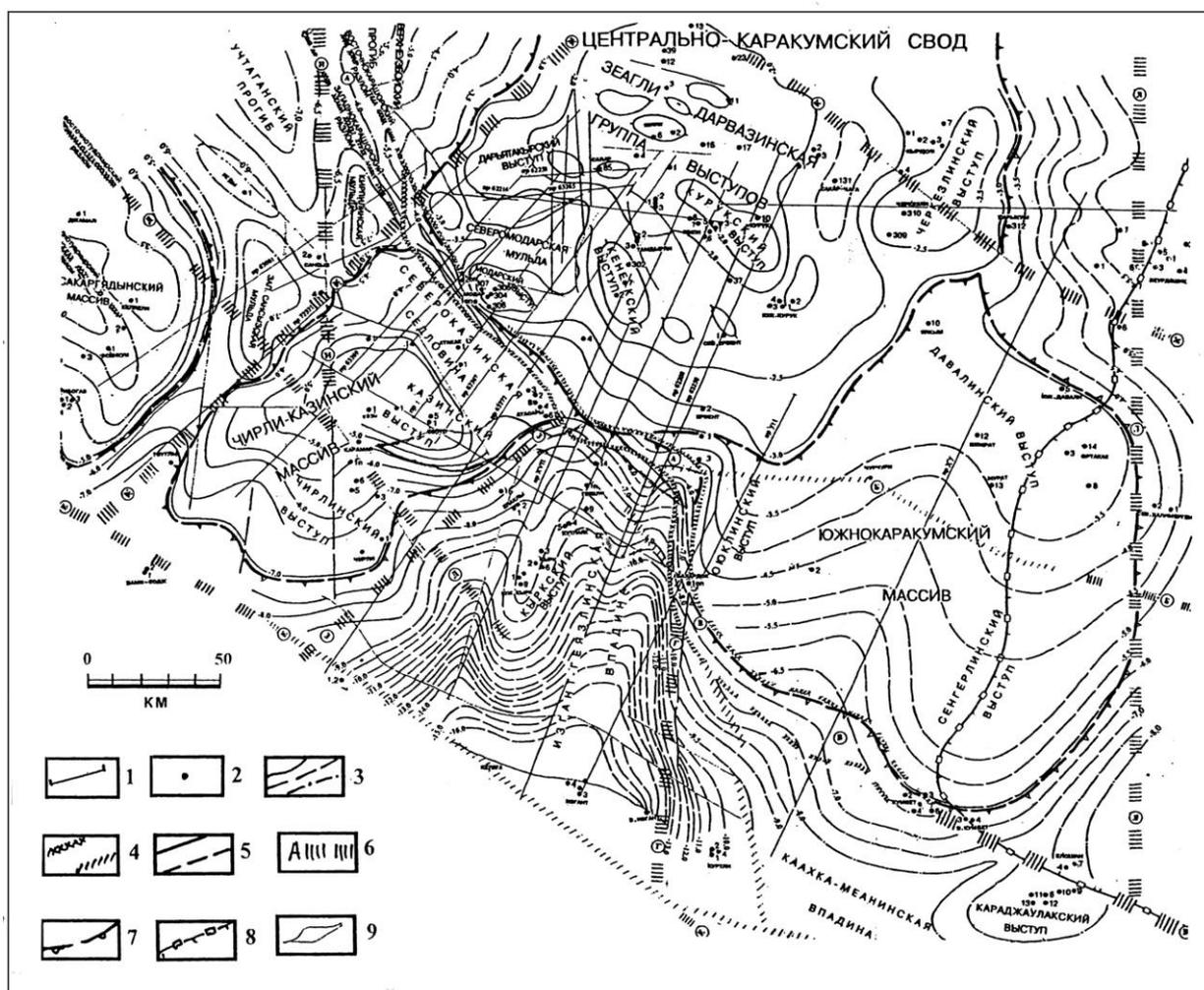
*Продуктивность и перспективность келловей-оксфордских отложений: 1 - скважины, вскрывшие келловей-оксфордские отложения; 2 - изогипсы кровли келловей-оксфорда либо изогипсы подошвы мела на региональных поднятиях, где келловей-оксфорд частично или полностью эродирован предмеловым размывом; 3 - полное стратиграфическое срезание верхнеюрских отложений предмеловым размывом; 4 - полное стратиграфическое срезание кимеридж-титонских отложений и частичная эрозия келловей-оксфорда предмеловым размывом; 5 - линия выклинивания кимериджских солей на бортах Амударьинского бассейна; 6 - разрывные нарушения; 7 - региональные и зональные келловей-оксфордские поднятия и прогибы; 8 - тальвеги региональных и зональных прогибов; 9 - газовые и газоконденсатные месторождения; 10 - нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения; 11 - нефтяные месторождения; 12 - притоки и проявления газа и нефти; 13 - газонефтеперспективные локальные поднятия; 14 - рифовые и органогенные субформации келловей-оксфорда, продуктивные на месторождениях, сейсмические признаки рифов на неразрушенных локальных поднятиях; 15 - зоны и участки, перспективные на рифово-литологические, структурно-литологические и структурно-стратиграфические ловушки и скопления УВ (Марыйская зона, Ишанбейикская зона, Гараджаовлакская зона, Каахкинская зона, Шорхазинская зона, Сакаргядынская зона, Ходжабуланская зона, Бирлешикская зона, Девезекемская зона, Янадакль-Елчепекская зона, Гамбар-Шахмолинская зона, Каритли-Ширамкуинская зона, Учаджи-Елкуинская зона, Агайрынская зона).  
Остальные усл. обозначения см. на рис. 11.*



**Рис. 16. Структурно-геологическая карта поверхности неокома Каракумской провинции и Западно-Туркменской впадины с распределением нижнемеловых месторождений углеводородов, газонефтеперспективных локальных поднятий, прогнозируемых зон и участков структурно-литологических ловушек и скоплений углеводородов [Геология и газонефтеносность..., 2017]**

1 - изогипсы поверхности нижнего баррема (в зоне выпадения неокома в купольной части Карабогазского свода - изогипсы поверхности предайтского размыва); 2 - полное стратиграфическое срезание неокома предайтским размывом в купольной части Карабогазского свода; 3 - ареал распространения готерив-валанжинских солей и засоления готеривских песчаников (засоления песчаников явилось экраном Малай-Чартакской и Бешкизыльской структурно-литологических залежей); 4 - разрывные нарушения; 5 - региональные и зональные кимеридж-титонские поднятия и прогибы; 6 - тальвеги региональных и зональных прогибов; продуктивность и перспективность нижнемеловых отложений: 7 - газовые и газоконденсатные месторождения; 8 - нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения; 9 - нефтяные месторождения; 10 - притоки и проявления газа и нефти; 11 - сложноэкранированные газоконденсатные и газовые скопления с комбинированным дизъюнктивно-литолого-гидродинамическим экраном в среднеготеривском шатлыкском горизонте Даулетабад-Донмезского месторождения, Малай-Чартакская и Бешкизыльская структурно-литологические залежи в готеривских песчаниках: Гараджаовлакское структурно-литологическое скопление в карбонатно-терригенных породах валанжин; Курук-Сакарчагинская литологическая залежь в апте; 12 - газонефтеперспективные локальные поднятия, прогнозируемые зоны и участки структурно-литологических ловушек и скоплений УВ. Остальные усл. обозначения см. на рис. 11.

На рис. 17 изображена схематическая структурная карта и тектоническое районирование поверхности палеозойского фундамента Центрального Туркменистана, составленная по данным сейсморазведки КМПВ, МОГТ и бурения [Геология и газонефтеносность..., 2017; Кузовкина, Спикин, 1968].



**Рис. 17. Тектоническое районирование поверхности палеозойского фундамента Центрального Туркменистана [Геология и газонефтеносность..., 2017]**

1 - сейсмопрофили КМПВ, ГСЗ; 2 - глубокие скважины, вскрывшие доюрские образования или значительную часть юрских отложений (в Предкопетдагском прогибе - значительную часть меловых отложений); 3 - изогипсы поверхности фундамента: а - уверенные, б - неуверенные, в - гипотетические; 4 - зоны региональных тектонических нарушений: а - по данным КМПВ, ГСЗ; б - по данным МОГТ; 5 - тектонические нарушения по данным КМПВ: а - выявленные, б - предполагаемые; 6 - зоны региональных тектонических нарушений, выделенные на основе анализа и синтеза геолого-геофизических данных и оказавшие наибольшее влияние на строения доплатформенных образований и низов осадочного чехла: (А-А) - Карашор-Ербентская; (А-Б) - Ербент-Коинкуинская; (А-В) - Бахардок-Тедженская; (А-Г) - Бахардок-Аухабадская; (Д-Д) - Туаркыр-Карабахшинская; (Е-Е) - Предкопетдагская; (Ж-Ж) - Кызыларват-Дуесычанская; (З-З) - Арчман-Атасарынская; (И-И) - Сансыз-Верхнеузбойская; (К-К) - Унгузская; (Л-Л) - Беурдеишская; 7 - контуры Центрально-Каракумского свода, Южно-Каракумского и Казы-Чирлинского массивов; 8 - западная граница выклинивания кимериджских солей Амударьинского бассейна; 9 - контур Гезлинской титонской стратиграфической ловушки, расположенной в центриклинали Гезлинской впадины фундамента.

Северным пограничным элементом ЮТП является Центральномангышлакская-

Центральноустюртская (ЦМ-ЦУ) система поднятий ортоплатформенного чехла юры-квартера (Мангышлакско-Устюртская гряда). В квазиплатформенном чехле (триас-верхняя пермь, в отдельных грабен-рифтовых системах (ГРС) - приращение нижней перми и карбона) ЦМ отвечает грабен-рифт, ЦУ - горст. Такие транзитные переходы грабен-горст характерны для рифтовых систем, например, Припятско-Днепровский грабен и Донецкий кряж.

На рис. 18 показаны региональный геологический разрез Шахпахты-Мешекли, следующий через ГРС Ассаке-Аудан и Дарьялык-Даудан, и схематический палеогеологический профиль Амандаг-Тарымкая-Ербурун-Айбугир отложений палеозоя-триаса на начало юры, секущий ГРС Дарьялык-Даудан.

По Югу Туранской плиты представлены региональные геологические разрезы Гаудан-Айбугир (рис. 19а), Султануиздаг-Кундулянг (рис. 19б) и Оюклы-Галкыныш-Ходжагугердаг (рис. 19в), иллюстрирующие, в частности, прогнозируемое резкое разрастание доюрских квазиплатформенных отложений в Южно-Туркменской, Дарьялык-Дауданской, Султансанджарской и Обручевской ГРС.

Региональный геологический разрез Кели-Галкыныш-Сиахбубак (рис. 20) ориентирован через Мургабский, Калаиморский и Каларинский бассейны и, в частности, показывает продольное сечение уникального подсолевого газоконденсатного месторождения Галкыныш. Поперечный структурно-фациальный разрез верхнеюрского биогермно-рифтового комплекса этого газоконденсатного месторождения представлен на рис. 21.

В Приамударьинской разломной зоне БХР (Приамударьинской системе палеорифтов по А.А. Абидову) погребённые рифты верхнего палеозоя маркируются линейными локациями больших мощностей терригенной нижней-средней юры (до 1-1,5 км) и пермо-триаса в частных погребённых прогибах преимущественно юго-восточного простирания (Каракульском, Карабекаульском и др.) и в крупном Бешкентском предгорном прогибе Юго-Западного Гиссара [Абидов и др., 1996; Абидов, 2009].

В крайней северо-западной части БХР выявлен отличный, «обращённый» тип грабен-рифта - Султансанджарский грабен, выполненный пермо-триасом и, возможно, карбоном общей толщиной до 3-4 км, венчающийся в юре-мелу высокоамплитудным валом [Геология и газонефтеносность..., 2017] (см. рис. 19б). Данный грабен ограничен по простиранию на юго-востоке палеозойским горстом Гугуртли, в верхнепермской коре выветривания фундамента которого установлена газоконденсатная залежь. Аналогичное газоконденсатное скопление выявлено на Казинском палеозойском выступе Бахардокского склона.

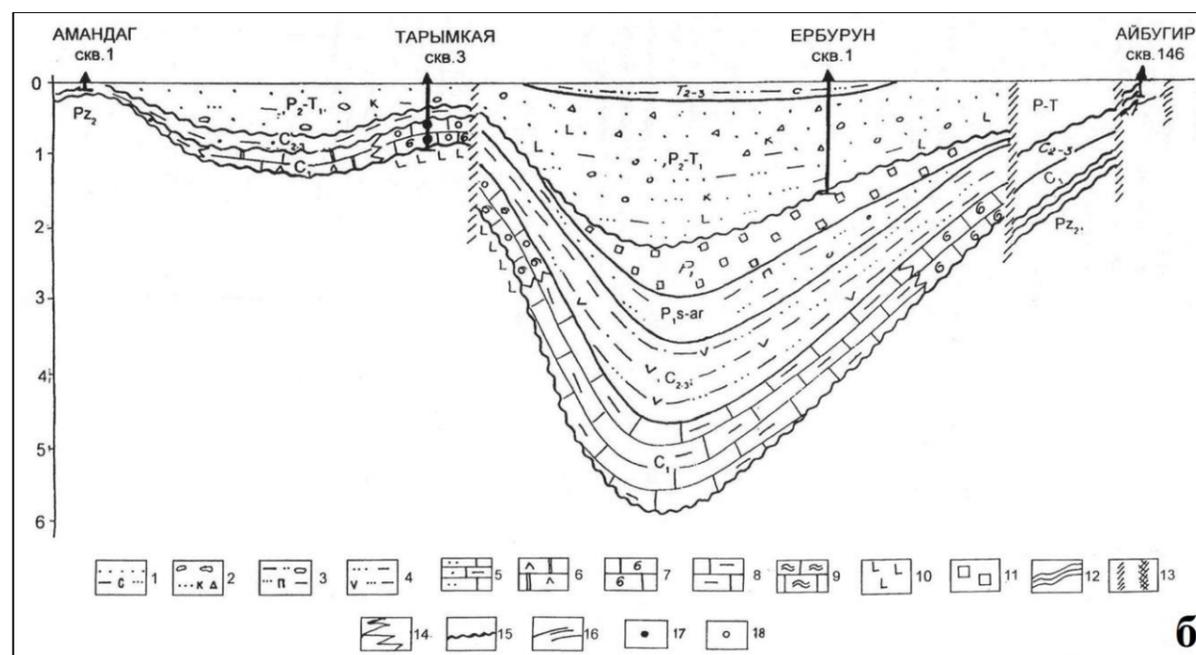
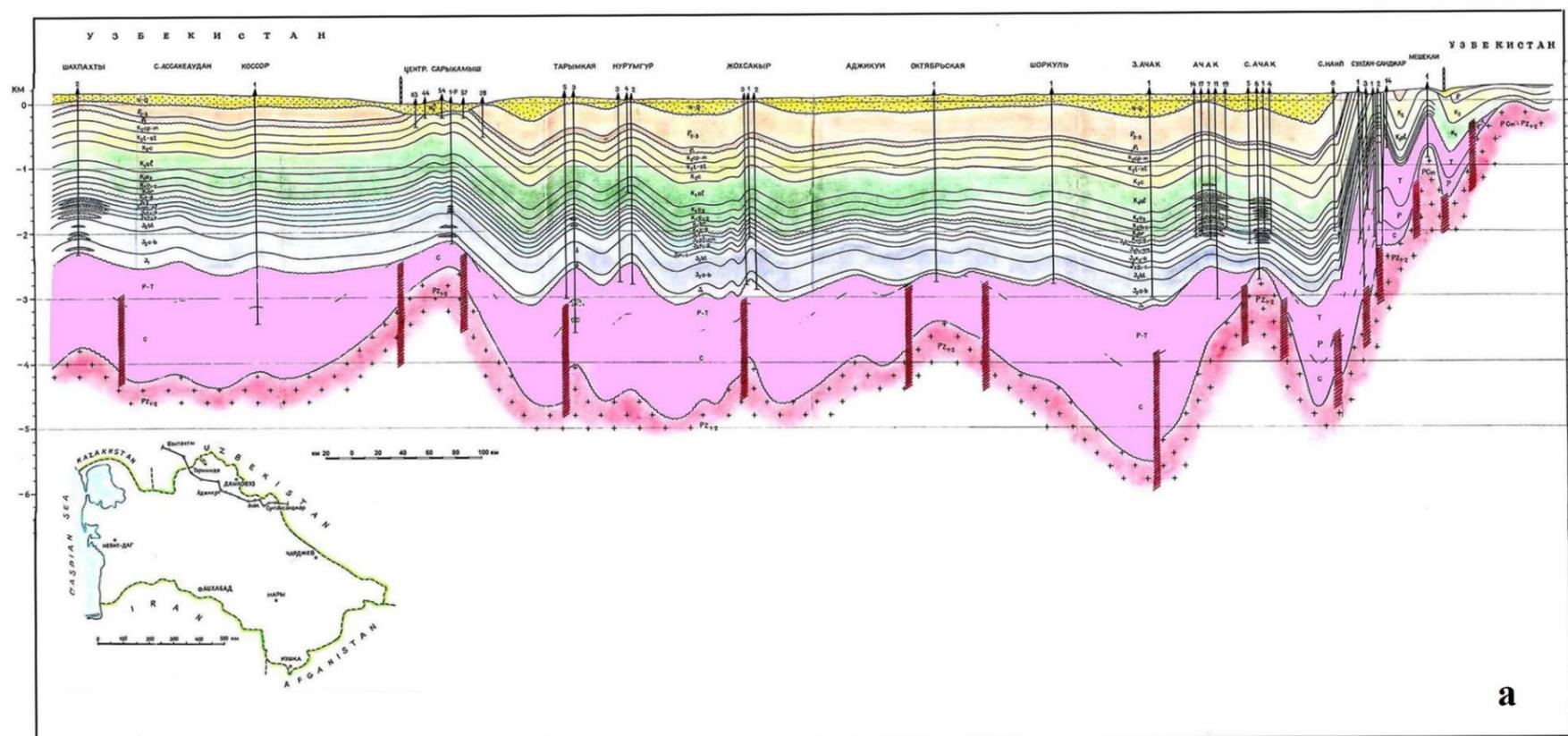


Рис. 18. Продольный региональный геологический разрез Шахматы-Центральный Сарыкамьш-Тарымкая-Ачак-Султансанджар-Мешкли (а) [Геология и газонефтеносность..., 2017] и поперечный схематический палеогеологический профиль на начало юры по линии Амандаг-Тарымкая-Ербурун-Айбугир (б) [Кабулов, 2000]

Отложения: 1-4 - терригенные: 1 - сероцветные алеволито-песчаные; 2 - красноцветные молассовые; 3 - пестроцветные терригенные; 4 - темноцветные известковисто-углистые глинистые; 5-9: карбонатные: 5 - отложения береговой зоны; 6 - сульфатно-карбонатные зоны затрудненного водообмена; 7 - карбонатные шельфового типа и рифтогенные зоны свободного водообмена; 8 - глинисто-карбонатные относительно глубоководные; 9 - карбонатные отложения, возможно рифтогенные; 10 - вулканогенные отложения: пирокластические; 11 - сульфатные отложения: соленосные; 12 - дислоцированные среднепалеозойские отложения фундамента; 13 - зоны тектонических разломов; 14 - зоны литологических замещений; 15 - перерывы в осадконакоплении; 16 - сейсмические границы; газовые залежи: 17 - вскрытые, 18 - прогнозируемые.

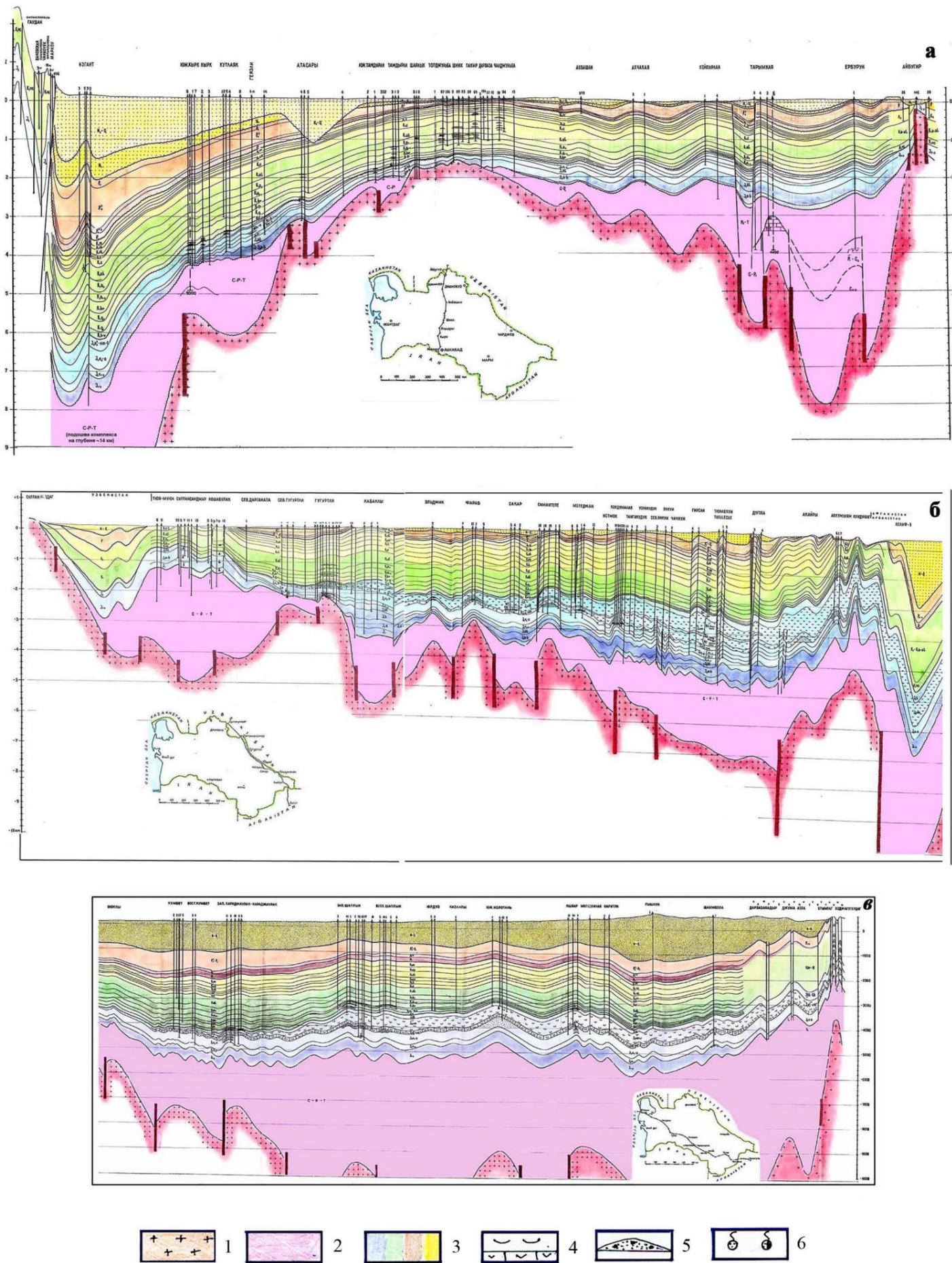


Рис. 19. Региональные геологические разрезы по линии Гаудан-Кырк Южный-Зеагли-Дарваза-Тарымкая-Айбугир (а), по линии Султануиздаг-Эльджик-Кокдумалак-Кундулянг (б), по линии - Оюклы-Гараджаовлак-Шатлык-Галкыныш (Южный Иолотань)-Яшлар-Шахмолла-Ходжагугердак (в) Юга Туранской плиты [Геология и газонефтеносность..., 2017]

1 - кристаллическо-метаморфический фундамент с фрагментированным возрастом от докембрия до верхнего палеозоя; 2 - квазиplatformный триас-верхнепермский осадочно-вулканогенный слабометаморфизованный чехол, нарастающий возраст и объём за счёт нижней перми, карбона и даже, возможно, части девона в грабен-рифтах, местами прорванный молодыми интрузиями; 3 - ортоplatformный стратифицированный осадочный чехол; 4 - гаурдагская соленосная толща кимеридж-титона; 5 - газоконденсатные залежи; 6 - притоки и проявления газа и нефти.

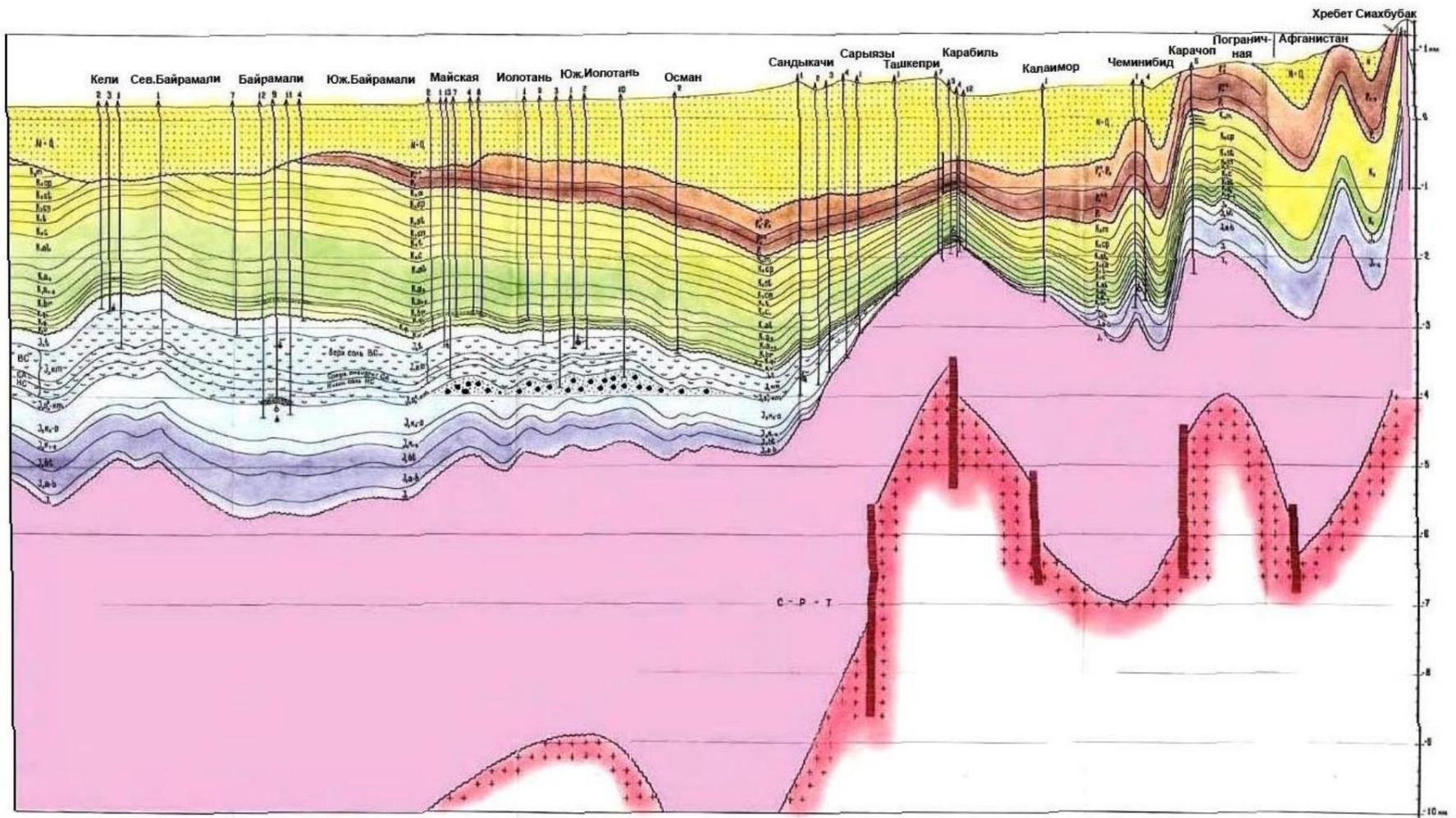
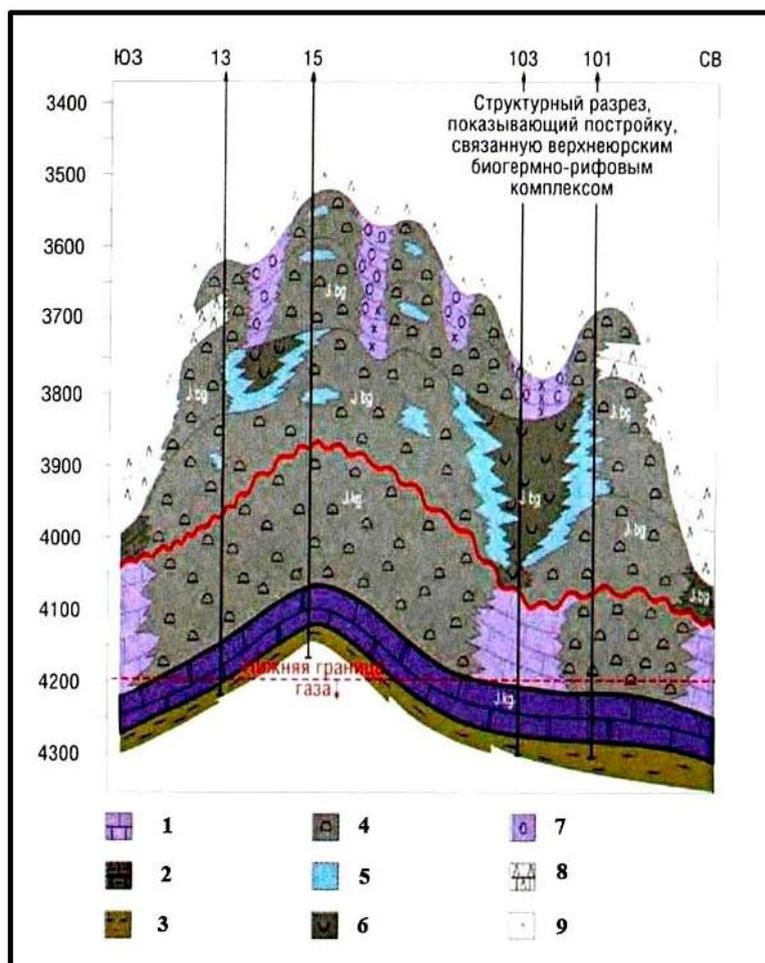


Рис. 20. Региональный геологический разрез по линии Кели-Галкыныш-Карабиль-Карачоп-Сиахбубак Мургабского, Калаиморского и Каларинского бассейнов [Геология и газонефтеносность..., 2017]

Усл. обозначения см. на рис. 19.



**Рис. 21. Структурно-фациальный разрез верхнеюрского биогермно-рифового комплекса на участке Южный Елотен месторождения Галкыныш [Заблуднев, 2009]**

1 - известняк, 2 - известняк глинистый, 3 - глина, 4 - породы биогермно-рифового образования, 5 - биогермно-рифовая ось, 6 - осадки внутрибиогермно-рифовой лагуны, 7 - склоновые осадки, 8 - полугидратизированные карбонатные породы, 9 - ангидрит.

В Восточном Устюрте Узбекистана по данным современной сейсморазведки [Новый взгляд..., 2010; Гризик и др., 2010] выявлен целый ряд непротяжённых грабенов и локаций больших толщин квазиplatformенного чехла преимущественно юго-восточной ориентации, венчающихся мезозойскими валами (рис. 22, 23).

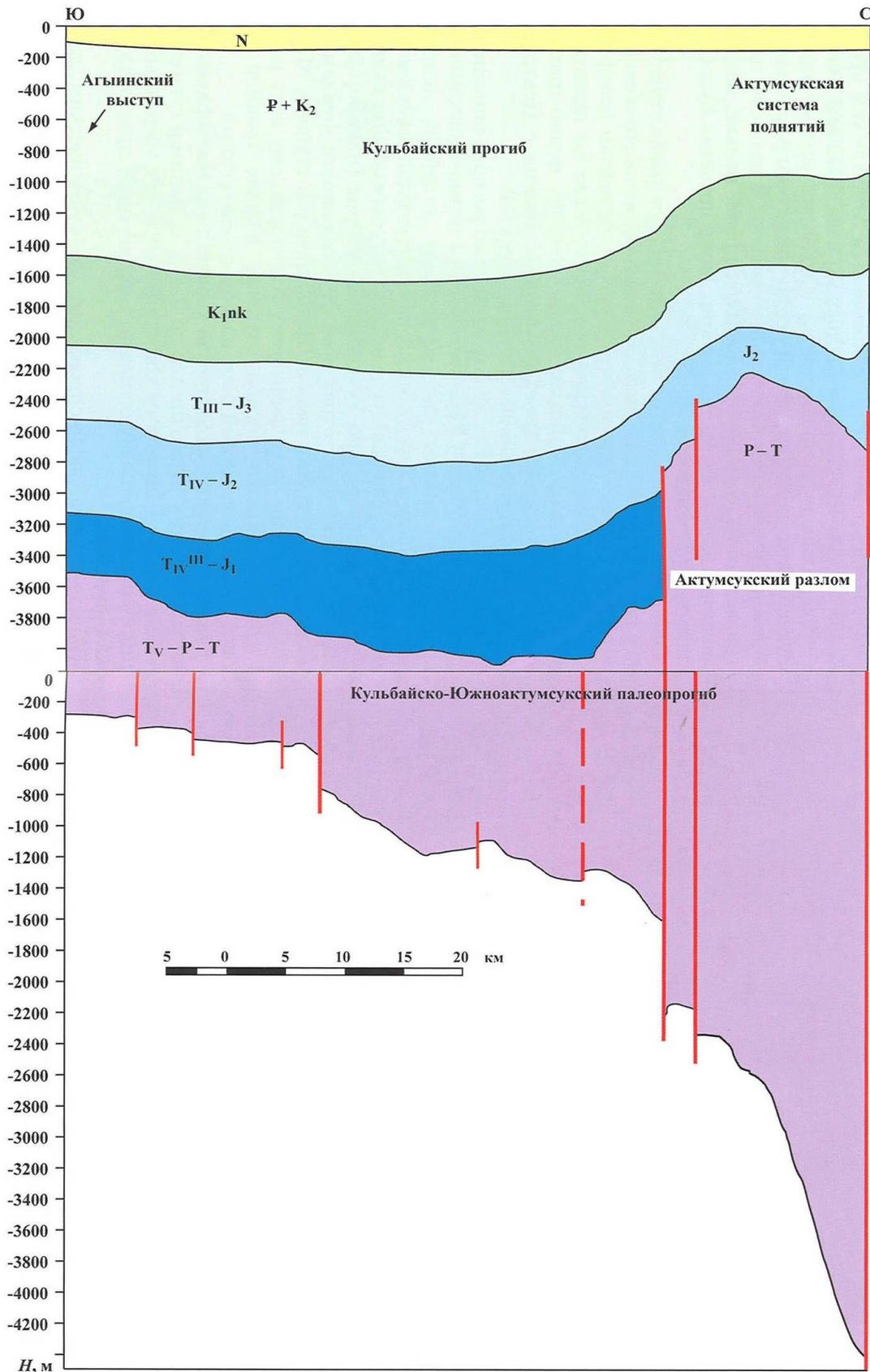
Для БХР построены «Схема расположения месторождений нефти и газа на структурно-тектонической основе», «Схема структурно-морфологической поверхности палеозоя», «Палеогеологическая карта поверхности доюрских отложений» и «Схема размещения перспективных объектов и результаты опробования доюрского комплекса» [Богданов, 2018; Особенности строения..., 2009], (Н.К. Эйдельмант, 2018) (см. рис. 24-27). На рис. 25 видна сильная разрывная нарушенность, средне- и мелкоблоковость доюрского комплекса, усиливающиеся по мере нарастания плотности сейсмической и буровой изученности.



**Рис. 22. Схема расположения месторождений нефти и газа на структурно-тектонической основе Устыуртского региона**

[Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019а]

1 - государственная граница Республики Узбекистан, 2 - Арало-Кызылкумский глубинный разлом, 3 - границы тектонических элементов 1 порядка, 4 - границы тектонических элементов более низкого порядка, 5 - граница чинка, 6 - газовые, газоконденсатные месторождения, 7 - нефтегазоконденсатное месторождение.



**Рис. 23. Сопоставление толщин юрско-кайнозойского чехла и пермо-триасового этажа Кульбайского прогиба и Актымусукской системы поднятий (по профилю 01907, ОАО «Саратовнефтегеофизика») [Новый взгляд..., 2010]**

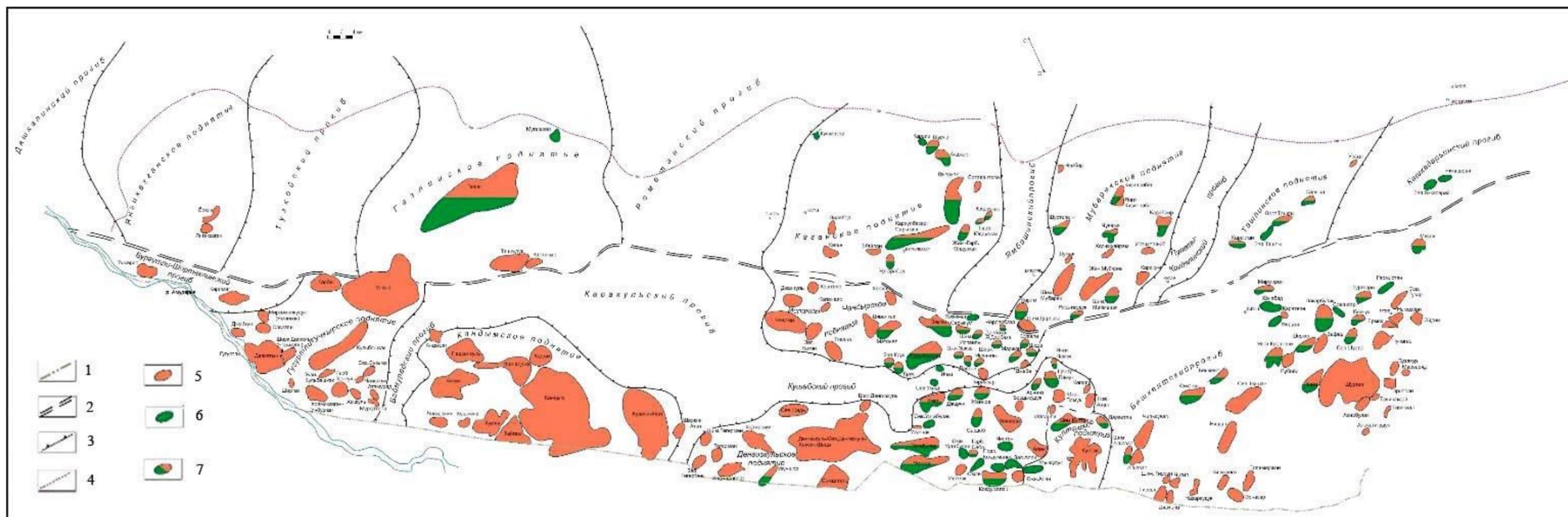


Рис. 24. Схема расположения месторождений нефти и газа на структурно-тектонической основе Бухаро-Хивинского региона [Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 20196]

1 - государственная граница Республики Узбекистан, 2 - Бухарский парогранный разлом, 3 - границы тектонических элементов, 4 - граница распространения карбонатной формации, 5 - газовые, газоконденсатные месторождения, 6 - нефтяные месторождения, 7 - нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения.

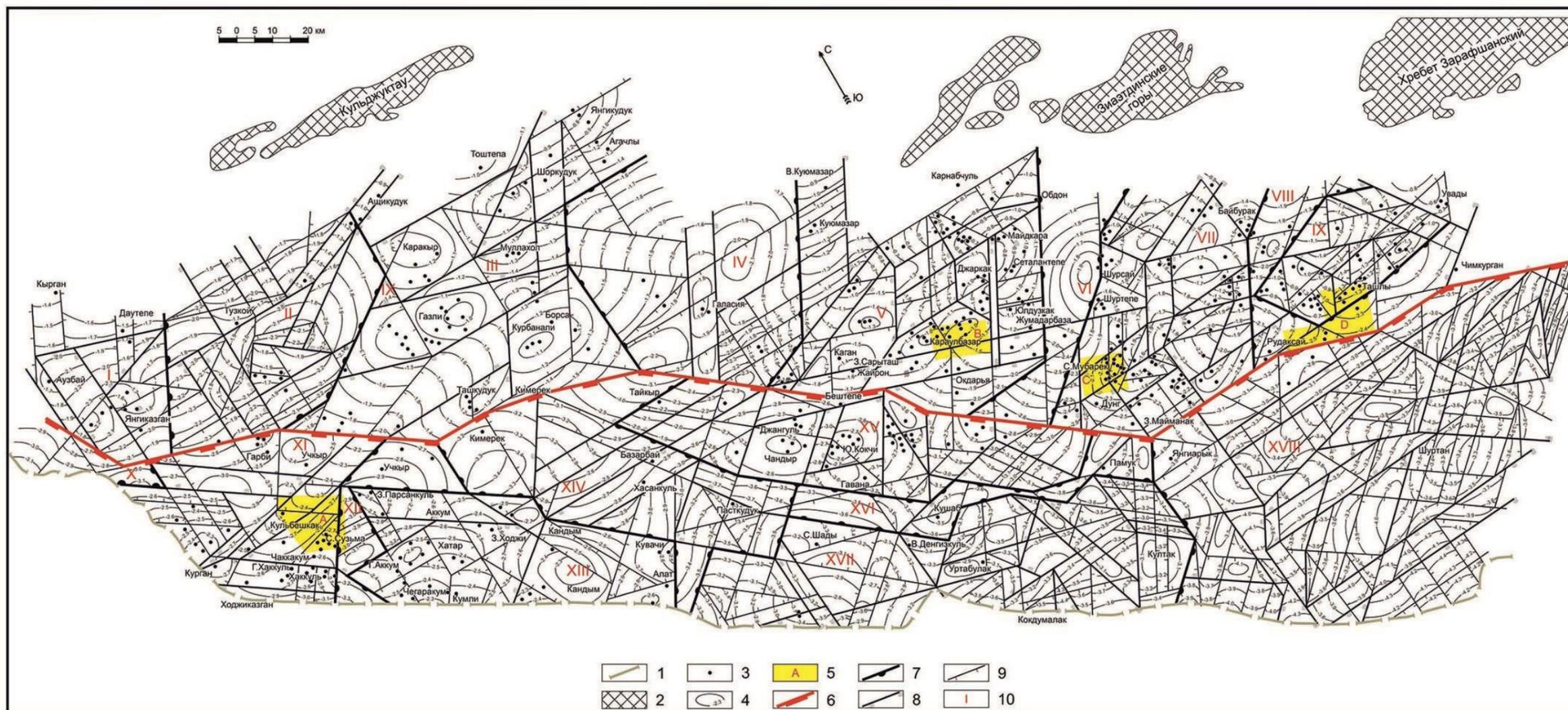
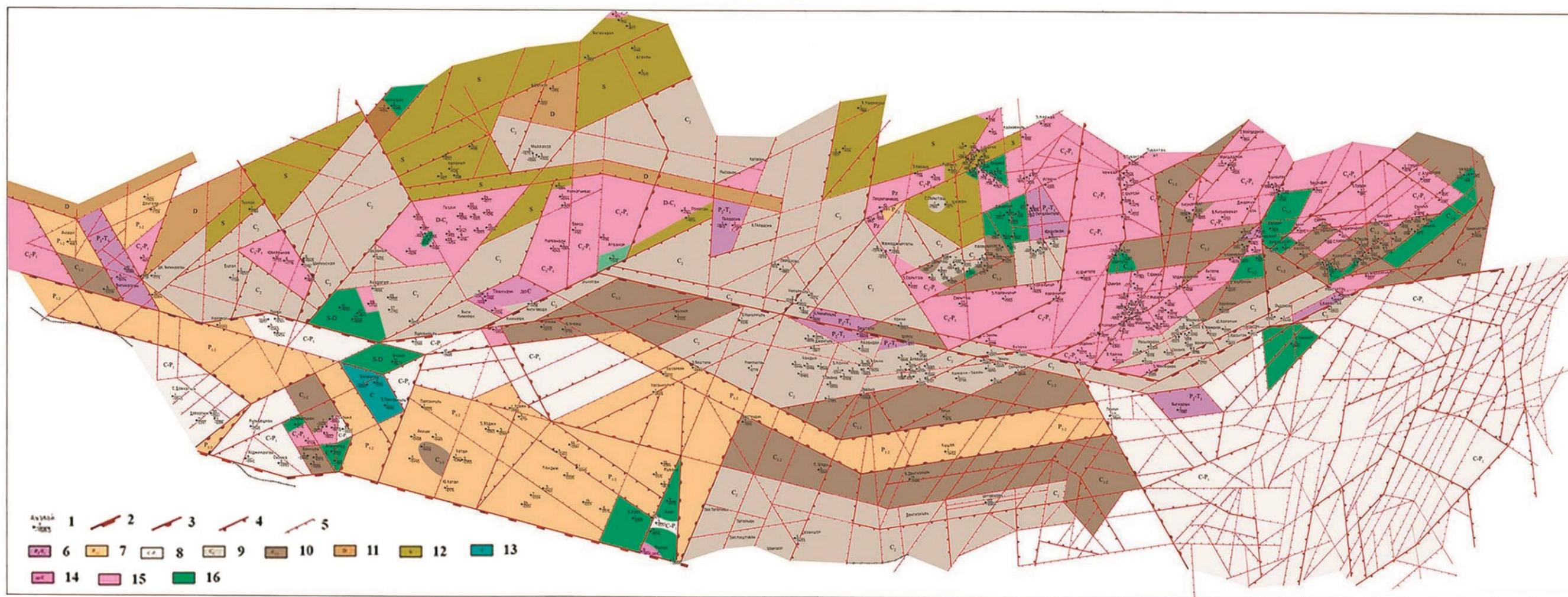


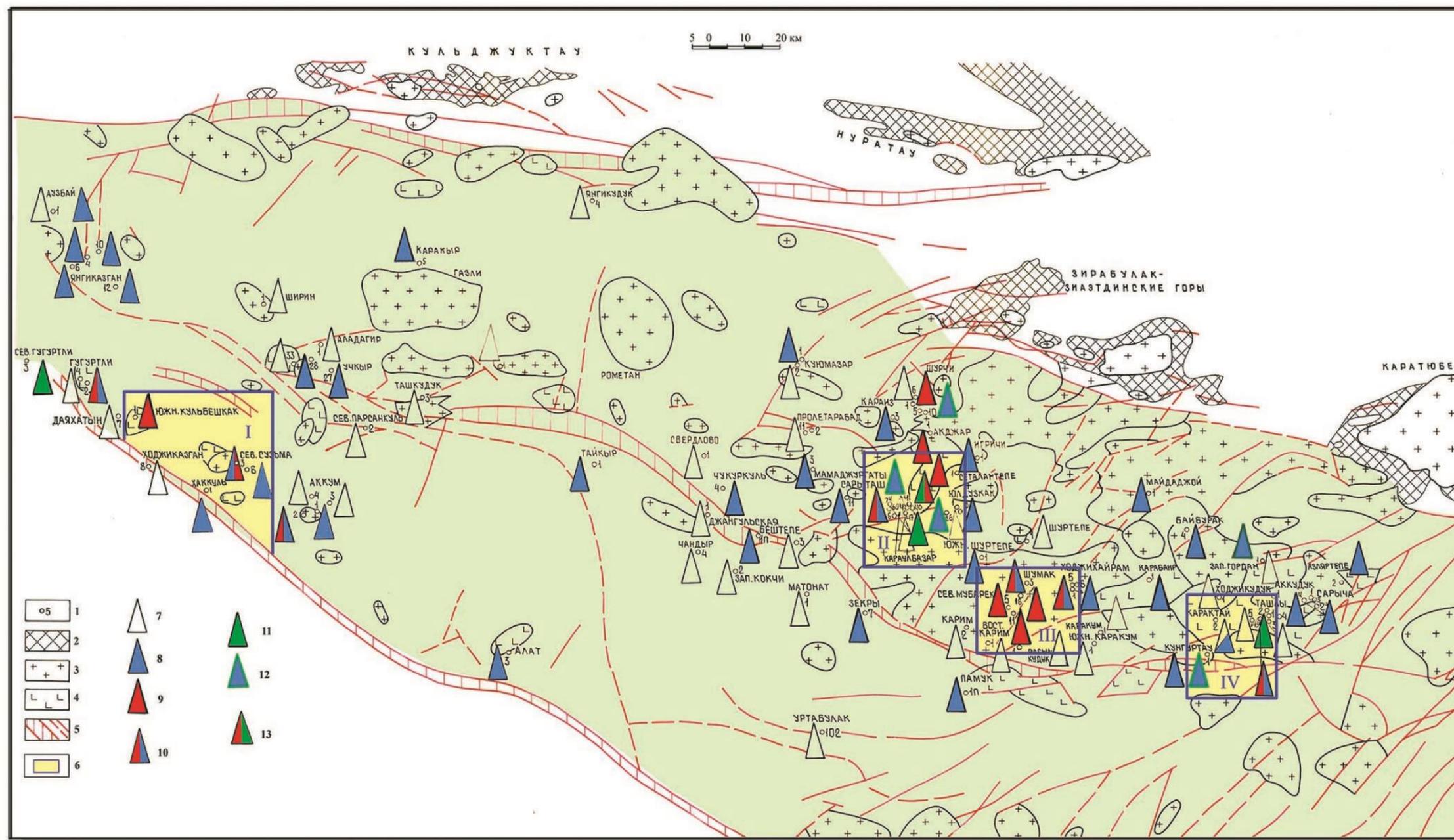
Рис. 25. Схема структурно-морфологической поверхности палеозойского комплекса Бухаро-Хивинский региона [Богданов, 2018]

1 - государственная граница Республики Узбекистан; 2 - выходы палеозойских пород на дневную поверхность; 3 - скважины, вскрывшие палеозойские породы; 4 - изогипсы палеозойской поверхности (км), 5 - участки, рекомендуемые для бурения параметрических скважин и ведения геологоразведочных работ: А - Северная Сузьма-Южно-Кульбешкакский; В - Караулбазарский; С - Северно-Мубарекский; D - Ташлыкский, 6 - разрывные нарушения, определяющие границу между Бухарской и Чарджоуской ступенями; 7 - разрывные нарушения, контролирующие поднятия и прогибы (блоковые); 8 - разрывные нарушения, контролирующие выступы, горсты, ступени, террасы; 9 - разрывные нарушения, контролирующие локальные блоки; 10 - структурно-тектонические подразделения: поднятия блоковые - Бухарская ступень: I - Янгиказанское; III - Газинское, V - Каганское, VII - Мубарекское, IX - Ташлинское. - Чарджоуская ступень: XI - Гугуртли-Учкырское, XIII - Кандымское, XV - Испанлы-Чандырское, XVII - Денгизкульское; прогибы блоковые - Бухарская ступень: II - Тузкойский, IV - Рометанский, VI - Ямбаинский; VIII - Пулаты-Кокдалинский; - Чарджоуская ступень: X - Биргутли-Шортаклинский, XII - Баймурадский, XIV - Каракульский, XVI - Кушабский, XVIII - Бешкентский.



**Рис. 26. Палеогеологическая схема поверхности доюрских отложений Бухаро-Хивинского региона (Н.К. Эйдельмант, 2018 г.)**

1 - площади и номера скважин (в знаменателе - абсолютная отметка доюрской поверхности); 2-5 - разрывные нарушения: 2 - парогердные разломы, определяющие границы Бухарской (А) и Чарджоуской (Б) ступеней, 3 - разломы, контролирующие поднятия и прогибы, 4 - разломы, контролирующие выступы, горсты, ступени, грабены, 5 - разломы, контролирующие локальные блоки. Структурно-тектонические подразделения: поднятия (на Бухарской ступени): I - Янгизказганское, II - Газлинское, III - Каганское, IV - Мубарекское, V - Ташлинское; (на Чарджоуской ступени): X - Гугуртли-Даяхатынское, XI - Кульбешикак-Сузьминское, XII - Аккум-Кандымское, XIII - Чандырское, XIV - Денгизкульское; прогибы (на Бухарской ступени): VI - Тузкойский, VII - Рометанский; VIII - Ямбаинский, IX - Пулаты-Кокдалинский; (на Чарджоуской ступени): XV - Бургутли-Шортаклинский, XVI - Баймирадский, XVII - Каракульский, XVIII - Беикентский. Поля развития доюрских пород: 6-14 - осадочно-метаморфизованные и метаморфические: 6 - пермо-триас, 7 - пермь, 8 - карбон-нижняя пермь, 9 - средний карбон, 10 - нижний-средний карбон, 11 - девон, 12 - силур, 13 - кембрий, 14 - докембрий; 15-16 - магматические: 15 - интрузивные, 16 - эффузивные.



**Рис. 27. Схема размещения перспективных объектов и результаты опробования доюрского комплекса на территории Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона [Особенности строения..., 2009]**  
 1 - скважины, вскрывшие доюрские отложения; 2 - выходы на дневную поверхность доюрских образований; 3 - интрузивные тела; 4 - эффузивные тела; 5 - разрывные нарушения и зоны дробления в доюрской поверхности, выделенные по геофизическим данным (ОГТ, КМПВ, гравиметрия, магнитометрия); 6 - перспективные участки; 7-13 - результаты опробования по скважинам, вскрывшим доюрский разрез: 7 - отсутствие притока, 8 - пластовая вода, 9 - газ, 10 - газ с водой, 11 - нефть, 12 - вода с пленками нефти, 13 - нефть с газом. Первоочередные перспективные участки, на которых предполагается открытие залежей УВ в доюрских отложениях: I - Южно-Кульбешкак-Северно-Сузьминский, II - Караулбазарский, III - Северно-Мубарский, IV - Ташлы-Кунгуртауский.

Юго-Восточным замыканием ЦУ является Айбугирский палеозойский выступ, между ним и южным замыканием Тахтакаирского вала в ареале площади Куня-Ургенч находится «пролив» между Дарьялык-Дауданским прогибом Туркменистана в Судочьем прогибом Узбекистана (Восточный Устюрт). Однако ни о каком слиянии самостоятельных нефтегазовых систем Амударьинской и Арало-Устюртской провинций речи не идёт.

Южнее ЦУ согласно простирается линейная система прогибов Ассак-Аудан (АА) - Дарьялык-Даудан (ДД) с несколько увеличенной толщиной юры (до 1-1,5 км) и мощным пермо-триасом и карбоном (до 3-5 км) (см. рис. 11, 18, 19а). Вероятно, система АА-ДД является грабен-рифтом квазиплатформенного чехла, наращивающего объём и стратиграфический диапазон отложениями нижней перми и карбона. Об этом свидетельствует вскрытие на площади Сатбай в пределах АА [Особенности строения..., 2009] и на площади Ербурун в пределах ДД [Перспективы и объекты..., 1997] реликтов кунгурских солей, нигде более не известных на ЮТП и в Устюртском регионе.

На площади Сатбай крупного Шорджинского поднятия (20x17 км) под красноцветными аргиллитами верхней перми в интервале 1600-3370 м вскрыта галогенно-терригенно-карбонатная толща кунгура, подстилаемая до вскрытой глубины 3478 м известняками с глинистой и терригенной примесью без признаков порового коллектора. Возможно поровые и смешанные карбонатные коллекторы, перспективные на УВ-насыщение, присутствуют в нескрытой части разреза. Возраст подсолевых отложений стратиграфически не опознан и предварительно идентифицируется как нижняя пермь-верхний карбон [Особенности строения..., 2009].

На поднятии Ербурун, расположенном в наиболее погруженной Дарьялыкской депрессии ДД, в параметрической скв. 1 на глубине около 3900 м под отложениями триаса-верхней перми толщиной 1600 м вскрыта кромка кунгурской соленосной толщи неустановленной мощности. Из-за аварийного состояния скважины, на Ербуруне не вскрыт и не изучен на нефтегазоносность подсолевой существенно карбонатный разрез нижней перми-карбона предполагаемой толщиной до 2 км [Перспективы и объекты..., 1997] (см. рис. 18, 19а).

В системе АА-ДД, главным образом в погруженных приосевых зонах грабенов, подсолевой этаж нижней перми-карбона является высокоперспективным на газ и жидкие УВ при достаточном распространении в его разрезе карбонатных коллекторов. В надёжности галито-ангидритовой кунгурской покрышки сомнений нет [Перспективы и объекты..., 1997; Особенности строения..., 2009].

На южном крыле Дарьялыкской депрессии выявлен Тарымкаинский выступ фундамента размерами 8x12 км и высотой 600 м, со структурой облекания которого связано

газоконденсатное месторождение в известняках нижнего карбона [Перспективы и объекты..., 1997; Кабулов, Чуриков, Курбанов, 1998] (см. рис. 18, 19а). Мощность пермо-триаса изменяется здесь от 1,5 до 0,5 км. Вершина выступа фундамента предполагалась по данным сейсморазведки КМПВ на глубине около 3000 м. Фактически в присводовой скв. 3 на глубине 3110 м вскрыт карбонатный выступ нижнекаменноугольного возраста, оказавшийся газоносным. По невысокой степени метаморфизма эти карбонаты не могут быть отнесены к фундаменту, который, вероятно, имеет силур-девонский возраст и залегает здесь на глубине более 4 км.

Присводовая скв. 3 вскрыла отложения пермо-триаса (интервал 2635-3110 м) и нижнего карбона (3110 м - до забоя 3610 м), представленного по 8 кернам серыми и темно-серыми известняками. В грабенах, окаймляющих Тарымкаинский выступ (скв. 2, 4), пройдены аргиллито-сланцевые толщи верхнего-среднего карбона мощностью до 1 км.

При опробовании скв. 3 в колонне из известняков нижнего карбона в интервале 3468-3418 м получен газ суточным дебитом 331 тыс. м<sup>3</sup> и вода 56 м<sup>3</sup> по 20 мм штуцеру. При изоляции низов интервала опробования, дострела и перестрела интервала 3431-3411 м, дебит газа возрос до 533 тыс. м<sup>3</sup> по 20 мм штуцеру, дебит воды не изменился.  $P_{тр} = 83$  атм.,  $P_{зтр} = 118$  атм.,  $P_{пл}(3380) = 410,8$  атм. Газ - сухой (метан - 82,24%, ТУ-1, 065%), с большим количеством азота (14,022%) и углекислоты (3,22%).

Среднесуточный дебит газа по штуцеру 14 мм из 90-метровой кровельной части карбонатного выступа (3110-3200 м), непосредственно залегающей под мощным верхнепермским аргиллитовым флюидоупором и предверхнепермским региональным размывом, изменялся в двух объектах скв. 3 от 131 до 277 тыс. м<sup>3</sup>. В дальнейшем промышленный газ из нижнего карбона зафиксирован и в скв. 6 Тарымкая. Запасы газа Тарымкаинского нижнекаменноугольного карбонатного выступа по данным скважин 3 и 6 вариативно оценивались от 3 до 30 млрд. м<sup>3</sup> [Перспективы и объекты..., 1997].

Таким образом, на Тарымкаинском выступе впервые доказана промышленная газоносность карбонатов нижнекаменноугольного возраста в пределах Дарьялык-Дауданского прогиба Северного Туркменистана. Ранее карбонатный комплекс нижне-среднекаменноугольного возраста изучен значительным числом скважин в пределах Восточного Устюрта (Узбекистан), промышленные притоки газа и проявления нефти получены на Карачалакском и Акчалакском газоконденсатных месторождениях и многих площадях [Перспективы и объекты..., 1997; Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019а; Новый взгляд..., 2010].

Непонятна связь параллельных разнотипных ГРС квазиplateформенного чехла - обращённой ЦМ и погребённой АА-ДД. Эти разнотипные ГРС со смещёнными осями

объединяются в северную ветвь, выделяемого ГИН РАН (ГИН) «Донбасско-Туаркырского авлакогена-рифтовой системы» [Антипов и др., 2009; Волож и др., 2010].

Южная, «Туаркыр-Капланкырская ветвь» этого авлакогена непонятным образом сопрягается с северной и включает разнотипные грабен-рифты - обращённый Туаркыр и погребённый Учтаган, которые сквозь крупнейший Казы-Чирлинский поперечный выступ фундамента абсолютно нереально проникают в Предкопетдагский краевой прогиб [Кузовкина, Спикин, 1968; Перспективы и объекты..., 1997] (см. рис. 17). Почему-то в рисовке южной ветви авлакогена проигнорирован Караауданский погребённый грабен-рифт, совместно с Туаркырским обращённым облекающий с северо-востока и севера Карабогазский палеозойский массив [Мурзагалиев, 1996].

Нижнекаменноугольные карбонаты системы АА-ДД и прилегающей с юга обширной Учтаган-Верхнеузбойской впадины фундамента (см. рис. 11) возможно содержат рифовые постройки [Кабулов, 2000] и являются приоритетными для регионально-поисковых геологоразведочных работ (ГРП) в Северном Туркменистане, а также в Устюртском и Бухаро-Хивинском регионах Узбекистана, в районах относительно неглубокого (до 4 км) прогнозируемого залегания палеозойских карбонатов [Перспективы и объекты..., 1997].

Крупная Учтаган-Верхнеузбойская впадина фундамента (К.Н. Кравченко, 1973 г.) (см. рис. 11), рассекаемая узким Карашорским горстом фундамента, в 2 раза превышает по площади Д-Д грабен-рифт и совместно с ним образуют Северо-Туркменский перспективный триас-верхнепалеозойский газонефтеносный бассейн [Геология и газонефтеносность..., 2017]. В составе впадины зафиксированы грабены герцинского фундамента глубиной -(4-7) км. Наиболее выраженная Учтаганская ГРС является односторонним грабеном, оборванным юго-западным разрывом Карашорского парного разлома [Кузовкина, Спикин, 1968; Мелихов, 1998].

Учтаганский грабен выполнен отложениями триаса мощностью от 1 до 2-2,5 км и верхней перми неопределённой толщины (1 км и более) [Мелихов, 1998]. На площади Игды триас представлен уплотнённой толщей сероцветных терригенных отложений с низким содержанием песчаных коллекторов вскрытой толщиной 1465 м. В низах триасовой толщ отмечены трещиноватые коллекторы, из которых получены притоки воды среднесуточным дебитом до 60 м<sup>3</sup> с растворённым УВ газом, зафиксированы углы наклона слоёв в десятки градусов.

Учтаганский погребённый грабен-рифт отделяется от Туаркырского обращённого промежуточной полосой выпадения пермо-триаса, зафиксированной скв. 1 Аламанёл, где под юрой вскрыты вулканиты карбона. Зона Аламанёл выходит в пределы крупного выступа Кумсебшен, доюрский разрез которого также сложен вулканогенными образованиями

верхнего карбона. Кумсебшенский выступ отделяет Учтаганский грабен-рифт от Жазгурли-Учкудукского прогиба Южного Мангышлака [Мелихов, 1998].

Морские нижнетрисовые отложения терригенного состава известны в ядре Туаркырского обращённого рифта. В продолжающем его по простиранию Караауданском погребённом грабен-рифте происходит наращивание триасового комплекса по мощности (до 2-2,5 км) и стратиграфической полноте (появление средне-верхнетриасовых отложений), что подтверждено рядом скважин.

Верхнеузбойский и Учтаганский прогибы разделяются Карашорской зоной парных разломов, вмещающей одноимённый горст фундамента, над которым в осадочном чехле образовался штамповый высокоамплитудный вал и новейшая бессточная впадина. Юго-восточное продолжение Карашорского парного разлома в виде цепи подобных разломов уверенно прослеживается сейсморазведкой КМПВ и МОГТ в направлении Мыдар-Ербент-Бахардок-Кумбет и далее продолжается по траверсу Гараджаовлак-равнинное северо-западное течение р. Теджен до стыка с Герирудским меридиональным разломом. Эта цепь разломов образует единый Карашор-Ербент-Тедженский региональный разлом [Кузовкина, Спикин, 1968; Геология и газонефтеносность..., 2017] (см. рис. 17).

По мнению А.М. Силича, продолжение Карашорского разлома в Казахстане приближённо трассируется по разлому, отвечающему Биринжикскому структурному седлу между Ассак-Ауданским и Жазгурли-Учкудукским прогибами и далее по частным разломам, разобщающим ЦМ грабен-рифт от ЦУ горста и Бузачинский массив от Северо-Устюртской синеклизы [Силич, 1992]. Таким образом, на юге Туранской плиты предполагается единый мегарегиональный Бузачи-Карашор-Тедженский разлом, отчленяющий юго-западный сегмент ЮТП от остальной западной территории плиты [Кузовкина, Спикин, 1968; Силич, 1992; Геология и газонефтеносность..., 2017].

ГРС АА-ДД раскрывается в Хива-Мургабскую меридиональную ГРС - элемент Урало-Арало-Мургабской системы ГРС и гипотетического глобального Урало-Оманского линеамента [Амурский, 1976; Давлятов, Пак, 1987; Леонов и др., 2015].

Хива-Мургабская ГРС (см. рис. 4, 11) [Геология и газонефтеносность..., 2017], также, как и Западноаральская ГРС, имеет вид одностороннего грабена с жёстким восточным высокоамплитудным ограничением Унгузским (Восточно-Унгузским) и Мургабским разломами и с расплывчатой западной локализацией. Унгузский разлом маркируется одноимённым валом в низах платформенного чехла и резким выпадением из разреза 3-4 км квазиплатформенных отложений в пределах Заунгузской ступени.

Мургабский разлом имеет на своём восточном плече крупнейший Мары-Иолотанский выступ фундамента - антиклинальный подсолевой келловой-оксфордский карбонатный

массив Галкыныш площадью около 2 тыс. км<sup>2</sup> и высотой 600 м, составленный многими биогермами и локальными поднятиями и содержащий уникальное газоконденсатное месторождение с запасами 21 трлн. м<sup>3</sup> газа - второе по величине и первое в мире среди месторождений с карбонатным коллектором [Геология и газонефтеносность..., 2017] (см. рис. 4, 11).

Простираение Мургабского разлома подчёркивается меридиональным звеном р. Мургаб. Этот разлом утыкается на севере в региональный субширотный разлом Ербент-Репетек-Келиф, маркируемый цепью криптодиapiroв гаурдагской соли на востоке и осью среднеплиоценового эрозионного вреза палео-Амударьи на всём протяжении. По Репетек-Келифскому разлому авторами предполагается до сих пор не фиксировавшееся ранее менее выраженное смещение (правый сдвиг) Мургабского разлома относительно Унгузского по механизму, описанному для раздвига Арало-Кызылкумского (Центрально-Аральского) и Унгузского разломов [Леонов и др., 2015]. По Репетек-Келифской цепи соляных криптодиapiroв разграничиваются выделяемые авторами Приамударьинский и Мургабский суббассейны [Геология и газонефтеносность..., 2017; Мелихов, Ларичев, Золотов, 2021] (см. рис. 4, 5).

Западным ограничением Западно-Мургабской ГРС является Герирудский разлом, трассируемый по меридиональному звену пограничной р. Герируд, протекающей по низкогорной местности между Ираном с запада, Афганистаном и Туркменистаном - с востока. В Герирудский разлом утыкаются с запада орогены Копетдага и Биналуда, межгорная долина Кешефруд и иранский предгорный блок Хангирен, принадлежащий внутреннему борту Предкопетдагского прогиба, с востока-затухания хребтов Паропамиза. Вопреки распространённому мнению, Герирудский меридиональный разлом не продолжается далее на север и не стыкуется с Унгузским разломом [Геология и газонефтеносность..., 2017] (см. рис. 1, 4).

В Туркменистане р. Герируд называется Теджен. Её равнинное северо-западное течение до затухания в песках, в районе крупнейшего газоконденсатного месторождения Гараджаовлак идентифицируется с Тедженским разломом, разграничивающим современные Мургабский и Предкопетдагский бассейны (это чётко подмечено выклиниванием солей со стороны Мургабского бассейна) и являющегося юго-восточным звеном регионального Карашор-Ербент-Тедженского разлома в Туркменистане [Геология и газонефтеносность..., 2017].

Южное гипотетическое продолжение ГРС возможно до замыкания Герирудского меридионального разлома, фиксируемого широтным разворотом р. Герируд. В состав Герирудской ГРС здесь могут быть включены небольшие прогибы - установленные или

потенциальные НГБ [Геология и газонефтеносность..., 2017; Мелихов, 2013] - Калаимор (в Туркменистане), Калари, Тирпуль, Герат (в Афганистане), разобъённые погребёнными отрогами сопредельных хребтов. Так, сочленение прогибов Калаимор и Калари осуществляется посредством Кушкинской газопродуктивной зоны поднятий - дальней западной периклинали хребта Банди-Туркестан. Самый южный более крупный афганский прогиб Гильменд является самостоятельным перспективным НГБ, не входящим в Герирудскую ГРС.

Западная наиболее низменная полоса Афганистана в направлении Кушка-Герат-Кандагар в историческом плане рассматривалась как самый доступный проход из Туркестана к «Британской Индии» (т.е. к границе современного Пакистана), сейчас она является важнейшей энергетической и транспортной полимагистралью. В её пределах, в частности, строится трансафганский газопровод ТАПИ от уникального туркменского газоконденсатного месторождения Галкыныш в Пакистан и Индию.

Наиболее выраженные восточные уступы Хива-Мургабской ГРС в виде Унгузского и Мургабского меридиональных разломов, разобщают ЮТП на западную и восточную части. Сама Хива-Мургабская ГРС составлена Балкуинским, Илимским, Каландарским и Предбадхызским прогибами, замыкающий выступ Бадхыз является погруженной периклиналию хребта Восточный Копетдаг.

В Хивинской части ГРС разрабатываются крупнейшие газоконденсатные месторождения Ачак, Наип, Кирпичли, Северный Балкуи, Гагаринское. В пределах Западно-Аральской ГРС наибольшее количество газоконденсатных месторождений выявлено в пределах Судочьего прогиба [Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019а], где мощность нижнесреднеюрских продуктивных отложений на юге достигает 2 км, мощность верхней перми-триаса вероятна на уровне 2-3 км. [Давлятов, Пак, 1987]. До раздвига Арало-Кызылкумского и Унгузского разломов, Судочий прогиб непосредственно контактировал в мезозое с Балкуинским прогибом. Оба прогиба являются наиболее газопродуктивными в пределах своих ГРС, современной структурно-тектонической связи между ними нет.

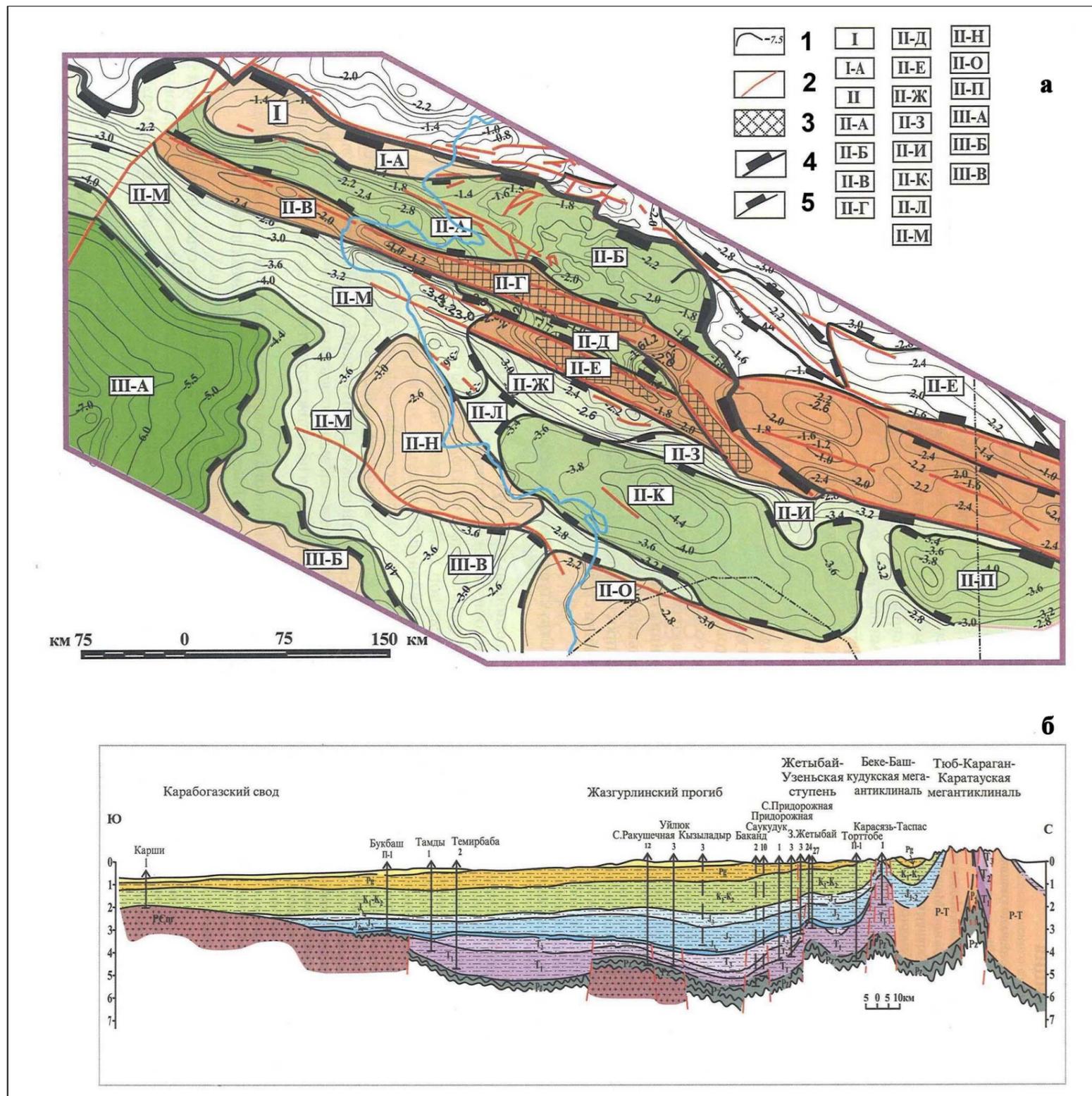
Геолого-геодинамические модели ГИН по Южно-Туранской секции Каспийского региона [Антипов и др., 2009; Международный проект..., 2016] фактологически мало обоснованы и не могут служить, по мнению авторов, основой пересмотра традиционных структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования, прогнозирования нефтегазоносности, базирующихся на колоссальном объёме наработанной и результативно подтверждённой геолого-геофизической, нефтегазогеологической и промысловой информации.

Следует отметить, что многочисленные варианты геодинамического моделирования по

регионам Мира, России и, в частности, Каспийского региона, в силу их гипотетичности, вариативности и временной изменчивости прогнозов и идеологии никогда не служили главной основой нефтегазогеологического обособления продуктивных и перспективных бассейнов. Однако геодинамические критерии нефтегазоносности, несомненно, являются одними из важнейших в бассейновом анализе.

Пиком максимальной регионально-поисковой геолого-геофизической и промысловой изученности на газ и нефть ЮТП и его провинций и бассейнов явился конец советского времени, когда Мангышлакский бассейн Казахстана и Каракумская (Амударьинская) провинция Туркменистана и Узбекистана вступили в зрелую стадию освоения разведанных ресурсов газа и нефти. Этот рубеж зафиксирован последней для СССР результирующей «Картой нефтегазогеологического и тектонического районирования, (фонда) локальных поднятий и месторождений Средней Азии и Южного Казахстана» [Карта нефтегазогеологического..., 1989], составленной ВНИГНИ на базе данных ВНИГНИ, ИГИРГИ, ИГИРНИГМ, ТуркменНИГРИ, КазНИГРИ, СредазНИПИнефть, ТуркменНИПИнефть, КазНИПИнефть, Южказгеология, Казгеофизика. Никаких значительных принципиальных изменений структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования относительно рассматриваемой карты на новых картах Казахстана, Туркменистана, Узбекистана до настоящего времени не фиксируется. На рис. 3 представлена Южно-Туранская часть карты [Карта нефтегазогеологического..., 1989], к которой добавлен фрагмент по Северному Афганистану [Северный Афганистан..., 1978].

Полная региональная нефтегазогеологическая информация по Южно-Мангышлакскому региону Казахстана, входящему в состав ЮТП, представлена в монографии [Глубинное строение..., 2002] (рис. 28). Полезной для анализа структуры и нефтегазоносности Мангышлак-Карабогазского региона Казахстана и Туркменистана также является «Карта прогноза на нефть и газ» [Геологическая карта..., 1994] (рис. 29). Эта карта отображает фонд локальных поднятий и месторождений УВ, подразделение перспективности нефтегазоносных районов (НГР), месторождений и площадей региона по плотности начальных потенциальных ресурсов нефти и газа.

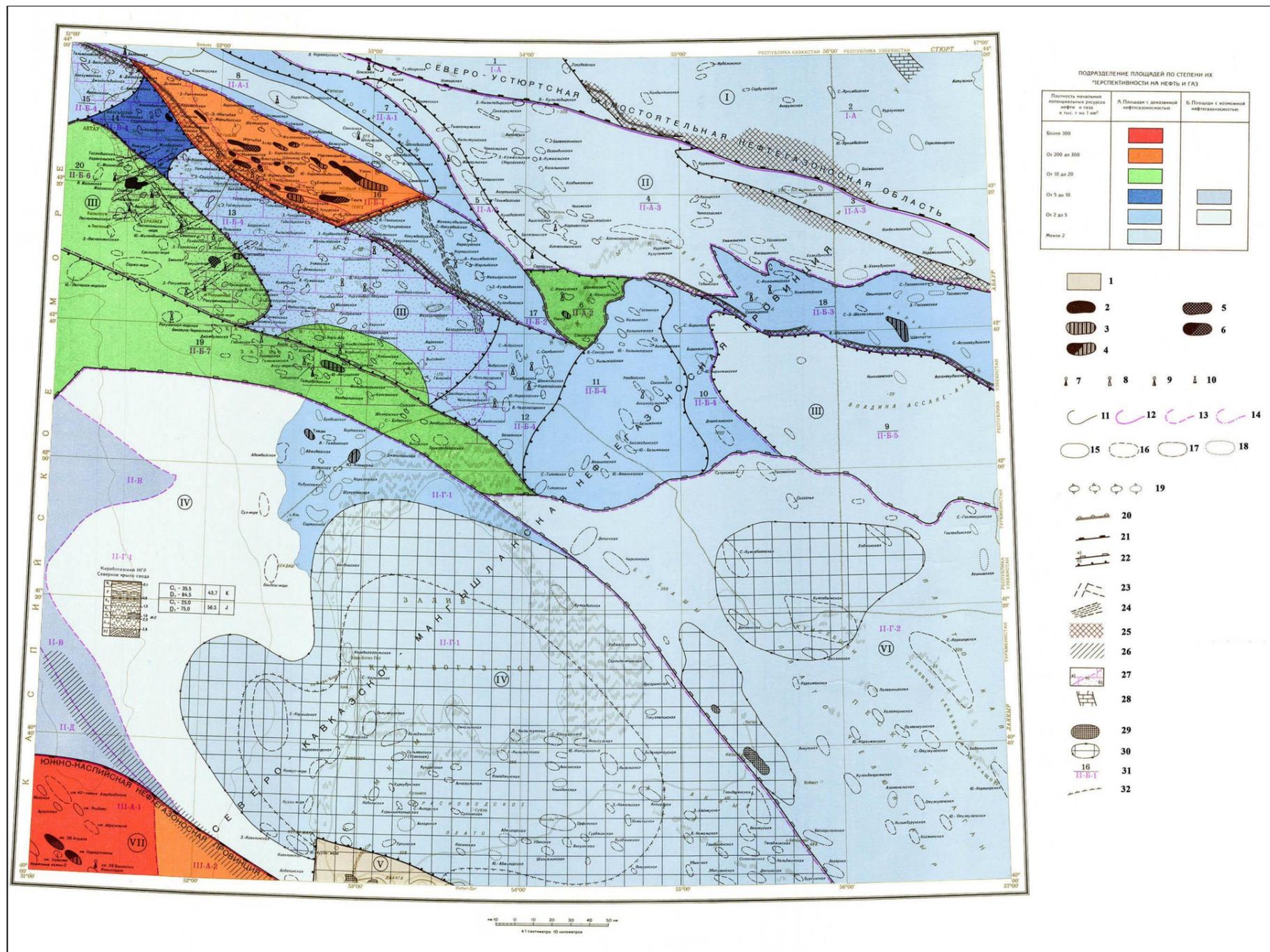


**Рис. 28. Структурно-тектоническое районирование юрского комплекса Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции**

(Мангышлакская часть) (а) и региональный геологический разрез Мангышлакской нефтегазоносной области (б) [Глубинное строение..., 2002]

1 - изогипсы (км подошвы нижнеюрских отложений - отражающего горизонта V), 2 - основные разломы, 3 - область выхода доюрских отложений на поверхность, 4 - границы структурных элементов I порядка, 5 - границы структурных элементов II порядка.

I - Карпинско-Бузачинская складчато-надвиговая система, I-A - Бузачинский свод, II - Мангышлакско-Устюртская система прогибов и поднятий, II-A - Южно-Бузачинский прогиб, II-B - Северо-Каратауский прогиб, II-B - Западно-Мангышлакское поднятие, II-G - Тюб-Караган-Каратауская мегаантиклиналь, II-D - Чакырганский прогиб, II-E - Беке-Башкудукская мегантиклиналь, II-J - Жетыбай-Узеньская ступень, II-З - Кокумбайская ступень, II-И - Кансуйский выступ, II-K - Жазгурлынский прогиб, II-L - Карагандинская седловина, II-M - Западно-Мангышлакско-Прикумская ступень, II-H - Песчаномыско-Ракушечное поднятие, II-O - Северо-Карабогазская моноκлиналь, II-P - Ассакеауданский прогиб; III-A - Терско-Каспийский прогиб, III-B - Дербентский прогиб, III-B - Казахский прогиб.



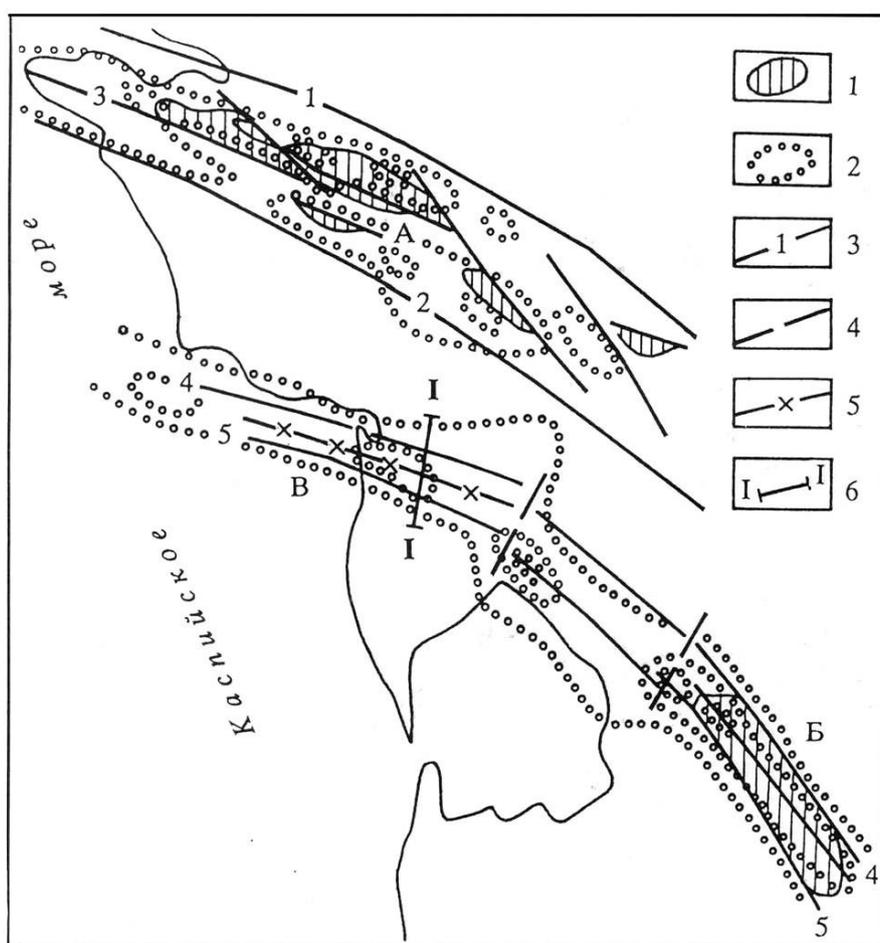
**Рис. 29. Регион Мангышлак-Устюрт-Карабогаз. Геологическая карта К-(39),(40) (Красноводск) (новая серия). Карта прогноза на нефть и газ. Масштаб 1:1000 000 [Геологическая карта..., 1994]**

1 - площади, бесперспективные в отношении нефтегазоносности; 2-6 - месторождения: 2-6: 2 - нефтяные; 3 - газовые; 4 - газонефтяные; 5 - газоконденсатные; 6 - нефтегазоконденсатные; 7-10 - скважины (опорные и параметрические): 7 - с нефтепроявлениями; 8 - с газопроявлениями; 9 - с нефтегазопроявлениями; 10 - проявления битума на местности; 11 - границы площадей с различной плотностью первоначальных геологических запасов нефти и газа; 12-14 - границы элементов нефтегазоносного районирования: 12 - провинций; 13 - областей; 14 - районов; 15-18 - локальные поднятия, выраженные в переходном комплексе и платформенном чехле: 15 - подготовленные к глубокому бурению или находящиеся в бурении; 16 - выявленные перспективные; 17 - предполагаемые; 18 - выведенные из фонда подготовленных или бесперспективных; 19 - типы локальных поднятий, выраженные только в переходном комплексе и не находящие отражения в чехле; 20 - флексурно-разрывные зоны, 21 - границы крупнейших тектонических структур, 22 - границы структур: а) первого и б) второго порядков; 23-26 - площади возможного нахождения неантиклинальных ловушек УВ: 23 - связанные с разломами фундамента и переходного комплекса и возможными зонами трещиноватости; 24 - связанные с зонами трещиноватости отдешифрированными на аэрофотоснимках; 25 - связанные с выклиниванием юрских отложений на крыльях поднятий, во флексурах в зонах разломов; 26 - связанные с выклиниванием среднеплиоценовой продуктивной толщи и ее срезанием Предкавказско-Туркменским разломом; 27 - площади развития предположительно перспективных нефтегазоносных триасовых комплексов: а) карбонатного среднетриасового, б) карбонатно-песчаного верхнетриасового, в) граница между ними достоверная и предполагаемая; 28 - зона предполагаемого развития возможно нефтегазоносных нижнекаменноугольных известняков, 29 - выходы складчатого основания на поверхность, 30 - площади с неглубоким (1-2 км) залеганием фундамента, 31 - порядковые номера тектонических элементов (в числителе) и НГР (знаменателе), 32 - предполагаемая граница выклинивания юрских отложений на Карабогазском своде.

Тектонические элементы (в кружках): I - Северо-Устюртская система прогибов: 1 - Южно-Бузачинский прогиб, 2 - Яркимбайская ступень; II - Центральномангышлак-Устюртская система дислокаций: 3 - Карабаурская антиклинальная зона, 4 - зона виргации складок Восточного Мангышлака, 5 - Тумгачинская антиклинальная зона, 6 - Кансуйский блок, 7 - Чакырганская синклиналь, 8 - Беке-Баишудукский вал; III - Южно-Мангышлак-Устюртская система прогибов: 9 - Ассаке-Ауданский прогиб, 10 - Турыкская седловина, 11 - Учкудукский прогиб, 12 - Карынжарыкская седловина, 13 - Жазгурлинский прогиб, 14 - Карагинская седловина, 15 - Сегендыкский прогиб, 16 - Жетыбай-Узеньская тектоническая ступень, 17 - Кокумбайская тектоническая ступень, 18 - Шахпахтинская тектоническая ступень, 19 - Кендырлинская тектоническая ступень, 20 - Песчаномысско-Ракушечная зона сводовых поднятий; IV - Карабогазский свод; V - Кубадагское шовно-глыбовое поднятие; VI - Туаркыр-Капланкырская система дислокаций; VII - Апиероно-Прибалханская зона поднятий.

Нефтегазогеологическое районирование: I-A - Северо-Устюртская самостоятельная НГО; II - Северо-Кавказско-Мангышлакская НГО; II-A - Центральномангышлак-Устюртская НГО, II-A-1 - Чакырганско-Беке-Баишудукский НГР, II-A-2 - Кансуйский НГР, II-A-3 - Восточно-Мангышлакский НГР; II-B - Южно-Мангышлакская НГО: II-B-1 - Жетыбай-Узеньский НГР, II-B-2 - Кокумбайский НГР, II-B-3 - Шахпахтинский газоносный район, II-B-4 - Южно-Мангышлакский НГР, II-B-5 - Ассаке-Ауданский НГР, II-B-6 - Песчаномысско-Ракушечный НГР, II-B-7 - Аку-Кендырлинский газоносный район; II-B - Центральномангышлакская ПНГО; II-Г - Северо-Турменская ГО: II-Г-1 - Карабогазский газоносный район, II-Г-2 - Туаркыр-Капланкырский ГР; II-Д - Терско-Каспийская НГО; III - Южно-Каспийская НГП: III-A - Апиероно-Прибалханская НГО: III-A-1 - Апиеронский НГР, III-A-2 - Прибалханский НГР.

Наибольший интерес на Южном Мангышлаке представляет среднетриасовая карбонатно-вулканогенная толща, нефтегазопродуктивная в пределах Жетыбай-Узенской ступени и западной прибрежной части региона. Схема рифтовых систем Мангышлака, сейсмоструктурная карта триаса, геологические профили и поперечный литофациальный разрез показаны на рис. 30-33 [Перспективы нефтегазоносности..., 1981; Силич, 1992; Мурзагалиев, 1996; Геология и геодинамика..., 1986; Тимурзиев, 1989; Комплекс геолого-геофизических..., 1987; Консолидированная кора..., 2010], (Н.А. Крылов, А.М. Силич, 1985-1988 гг.) На рис. 34-36 представлены соответственно геолого-тектоническая схема доюрских отложений (см. рис. 34), схема перспектив нефтегазоносности триаса (см. рис. 35) и сейсмоструктурная карта среднего триаса (см. рис. 36) Южного Мангышлака [Триас Южного Мангышлака, 1981].



**Рис. 30. Схема рифтовых систем Мангышлака** [Мурзагалиев, 1996]

1 - обнажения триас-юрских пород в орогенах столкновения; 2 - поле гравитационных аномалий; 3 - глубинные разломы: 1 - Северо-Мангышлакский, 2 - Жетыбай-Узенский, 3 - Южно-Каратауский, 4 - Фетисово-Восточно-Туаркырский, 5 - Кендырлинско-Западно-Туаркырский; 4 - предполагаемые разломы, 5 - зона палеорифта в доплитном комплексе; 6 - профиль; внутриконтинентальные палеорифты: А - Центрально-Мангышлакский, Б - Туаркырский, В - Караузданский.

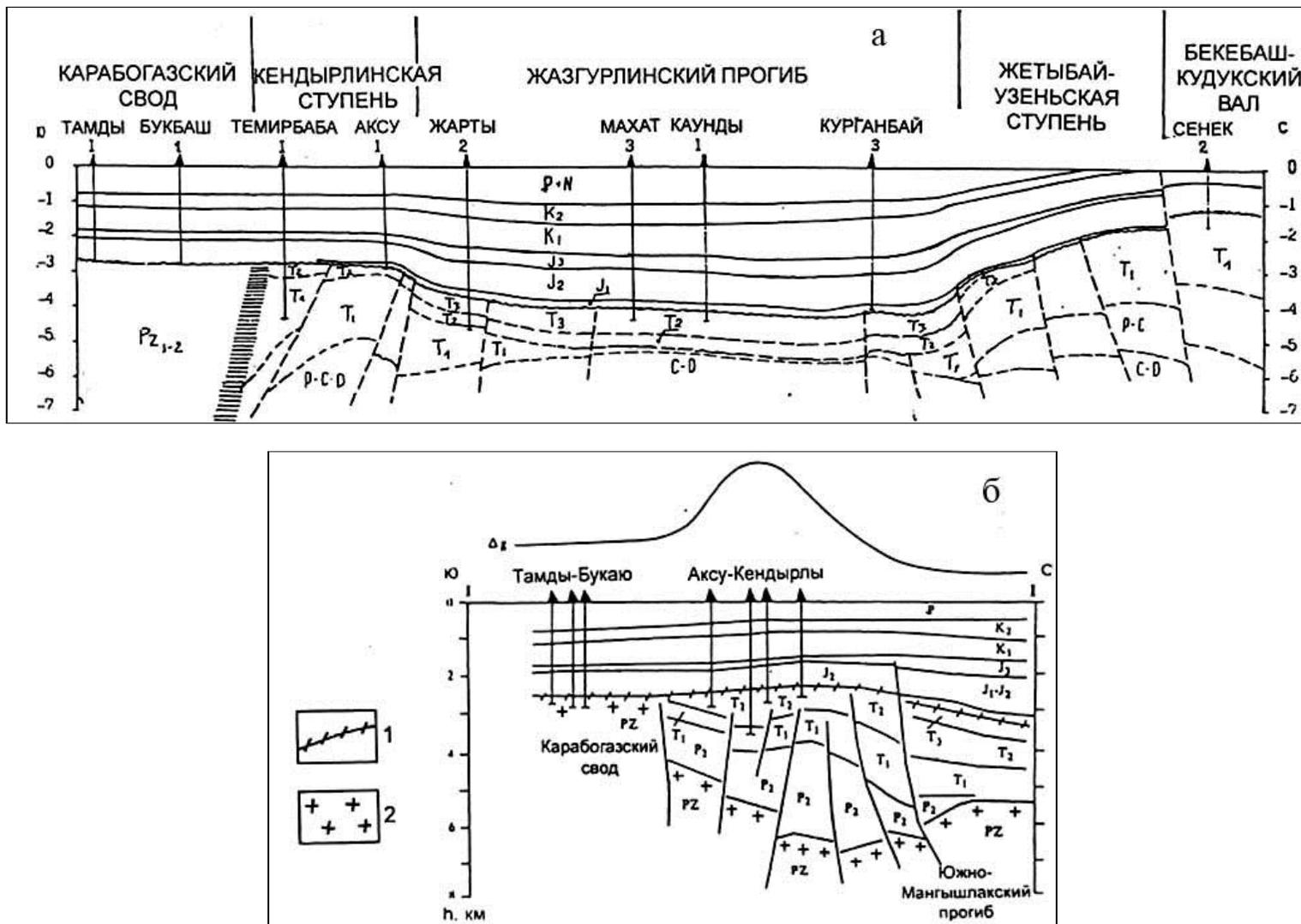
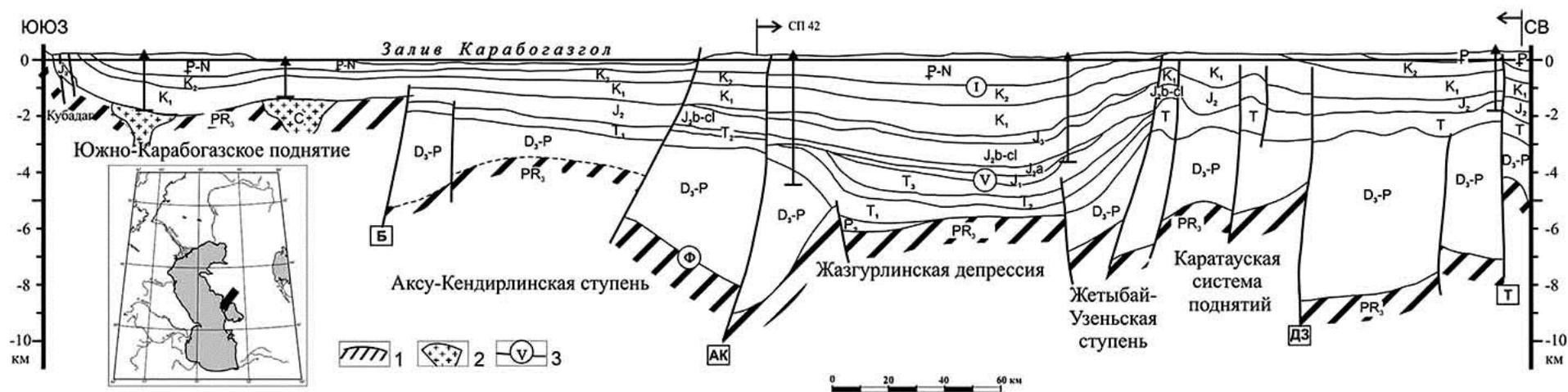


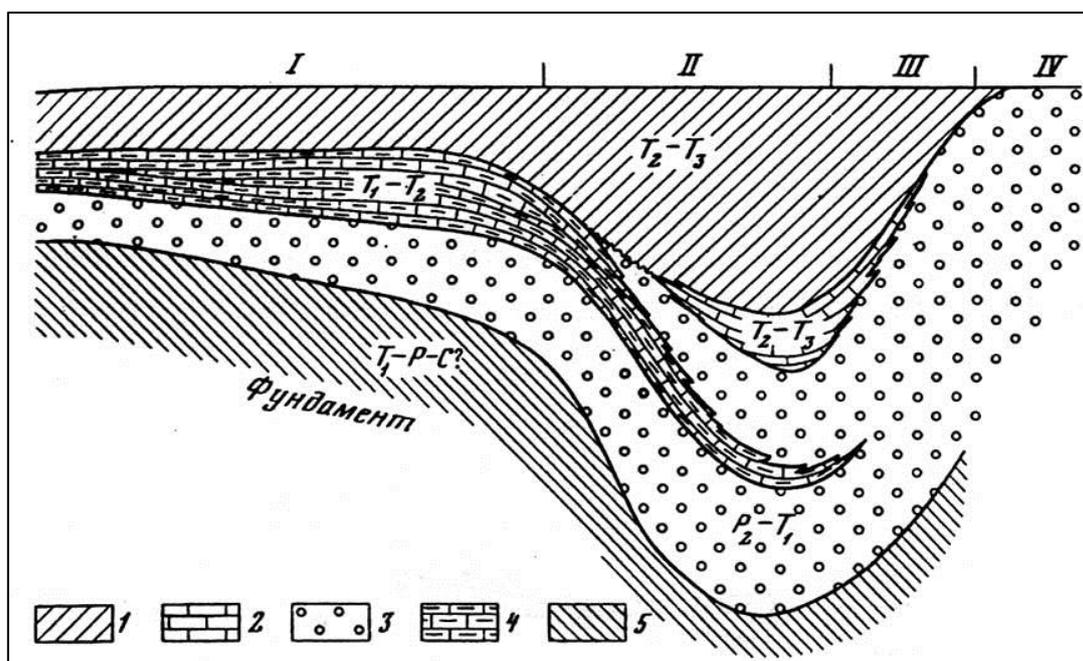
Рис. 31. Геологические разрезы Южного Мангышлака и Северного Карабогаза (а) [Силич, 1992] и через Карауданский рифт П (б) [Мурзагалиев, 1996]

1 - доюрская поверхность, 2 - палеозойский фундамент.



**Рис. 32. Мангышлакский (Карабогаз-Мангышлакский) сеймостратиграфический разрез** [Консолидированная кора..., 2010]

Региональные разломы: АК - Аксу-Кендырлинский, Б - Бекдашский, ДЗ-Донбасс-Зеравшанский, Т - Токубайский. 1 - поверхность консолидированной коры; 2 - гранитные интрузии; 3 - стратиграфические границы и опорные отражающие горизонты; индексами в кружках показаны: V - отражающий горизонт в подошве юрских отложений, I - отражающий горизонт в подошве палеогеновых отложений.



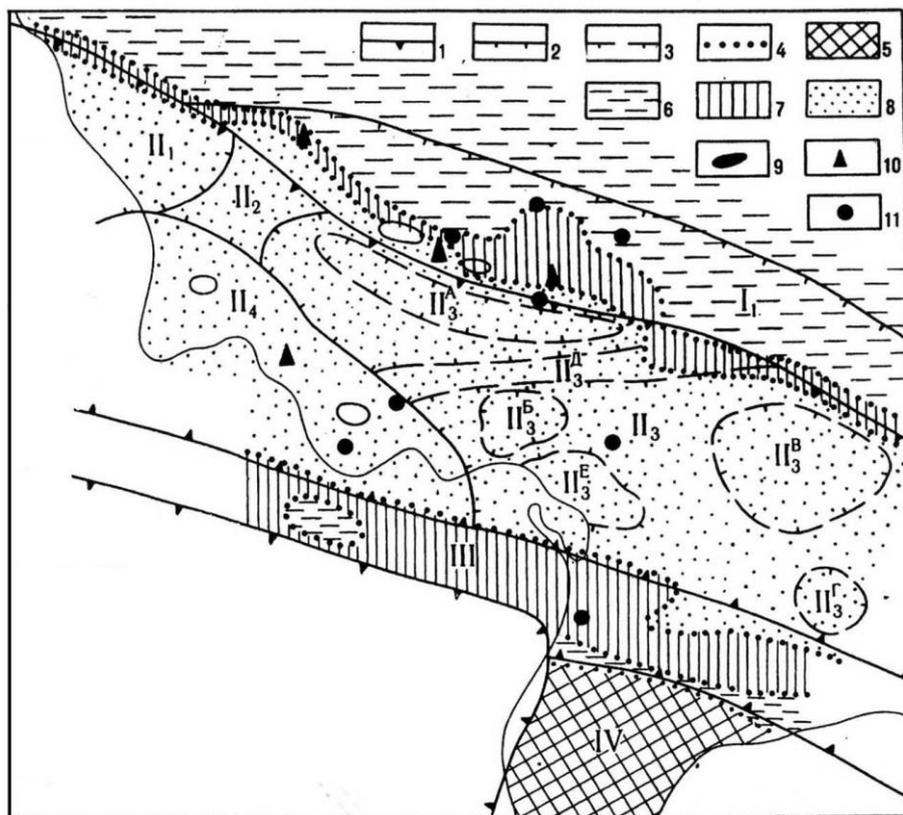
**Рис. 33. Формационный профиль верхнепалеозойско-триасовых отложений Мангышлакского района (Н.А. Крылов, А.М. Силич, 1977 г.)**

Формации: 1 - сероцветная, преимущественно терригенная, 2 - карбонатная (субформация), 3 - красноцветная (тонкая) моласса, 4 - терригенно-карбонатная, 5 - сероцветная терригенная (субформация); зоны: I - Южно-Мангышлакская, II - Центрально-Мангышлакская, III - Южно-Бузачинская, IV - Северо-Бузачинская.

Следует отметить, что днище Жазгурлинского прогиба, считавшееся ранее главной нефтегазосборной площадью Южно-Мангышлакского региона, оказалось практически непродуктивным по главному ниже-среднеюрскому и второму по значению триасовому НГК. Мористостью фаций терригенной юры и преобладанием сапропеля в нефтегазосборной площади первоначально объяснялось образование крупных многопластовых газонефтяных месторождений прилегающей Жетыбай-Узеньской ступени. Позднее доказано, что днище прогиба при самых благоприятных геохимических и других предпосылках не в состоянии выработать ресурсы нефти, достаточные для формирования крупных месторождений Жетыбай-Узеньской бортовой ступени, и продуктивность последней стала логично объясняться вертикальной миграцией УВ из триаса и глубоких секций палеозоя (Н.А. Крылов, Д.С. Оруджева, А.М. Силич и др., 1985-1987 гг.). В пользу этой точки зрения свидетельствует, в частности, тождество состава триасовых и юрских нефтей.

Жазгурли-Учкудукский прогиб не пересекается в днищевой части грабен-рифовыми системами, которые тяготеют только к его северному (Центральный Мангышлак, Жетыбай-Узеньская бортовая ступень) и южному (Туаркыр-Караудан) обрамлениям [Мурзагалиев, 1996] (см. рис. 30), что иллюстрируется структурными картами и секущими разрезами (см. рис. 31-33). На этом основании авторами отрицается существование так называемой «Донбасс-Туаркырской рифтовой системы», с которой в моделях ГИН РАН связывается

позднедевонский рифт и позднепалеозойский задуговый бассейн [Триас Южного Мангышлака, 1981; Антипов и др., 2009; Международный проект..., 2016].

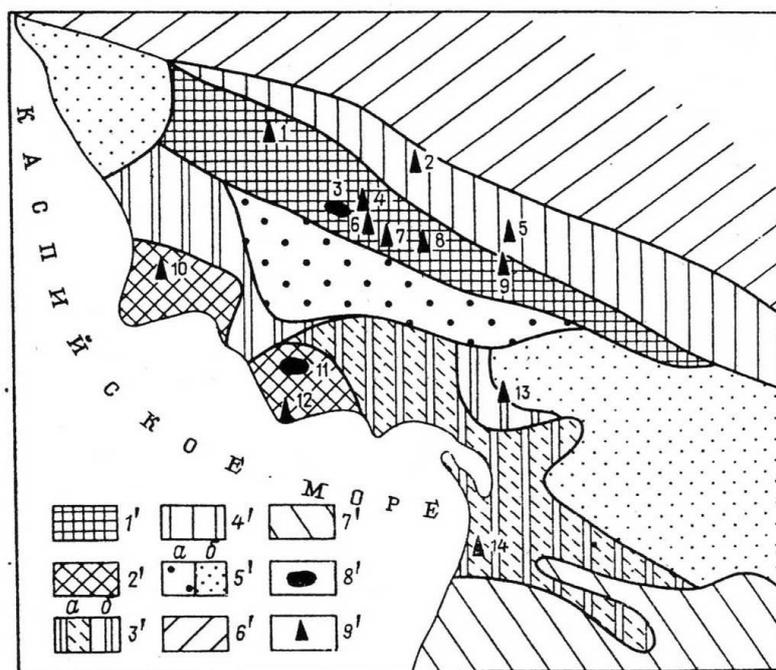


**Рис. 34. Геолого-тектоническая схема доюрских отложений Южного Мангышлака**

[Триас Южного Мангышлака, 1981]

Границы тектонических элементов: 1 - I порядка, 2 - II порядка, 3 - III порядка; границы: 4 - выхода пород на доюрскую поверхность, 5 - фундамента, 6 - нижнего триаса, 7 - среднего триаса, 8 - верхнего триаса; 9 - месторождения УВ; 10 - промышленные притоки; 11 - слабые притоки и нефтегазопроявления. Тектонические элементы: Центрально-Мангышлакская система дислокаций:  $I_1$  - Жетыбай-Кокумбайская ступень; Южно-Мангышлакско-Устыуртская система прогибов:  $II_1$  - Сегендыкская депрессия,  $II_2$  - Карагиинская седловина,  $II_3$  - Жазгурлинская депрессия.  $III_3^A$  - Тайбагарский прогиб,  $III_3^B$  - Демальская мульда,  $III_3^C$  - Басгурлинская мульда,  $III_3^D$  - Гюльская мульда,  $III_3^E$  - Байрам-Курганбайский вал,  $III_3^F$  - Кумак-Махатский выступ, III - Туаркыр-Карауданская мегаантиклиналь; IV - Карабогазский свод.

На базе этой модели ГИН РАН Карабогазский палеозойский массив совершенно невообразимо оказывается в составе Скифской плиты, а так называемая «Донбасс-Туаркырская рифтовая система» [Антипов и др., 2009] вопреки изложенным фактам протягивается в Туркменистан, охватывая Туаркыр-Капланкыр и часть Предкопетдагского краевого прогиба. Ни в одной из серьезных тектонических работ по Предкавказью «перетягивание» Карабогазского массива в состав Скифской плиты транзитом через очень глубокий Терско-Каспийский краевой прогиб (глубина палеозоя в его днище превышает 7 км) и через древнейший меридиональный Каспийский авлакоген не предполагается даже в геодинамических реконструкциях.



**Рис. 35. Схема перспектив нефтегазоносности триасовых отложений**  
[Триас Южного Мангышлака, 1981]

*Перспективные земли: 1' - I категории, 2' - II категории, 3' - III категории, 4' - IV категории; 5' - земли с невыясненной перспективностью (а - I категории, б - II категории); 6' - бесперспективные и малоперспективные земли; 7' - бесперспективные земли; 8' - месторождения; 9' - нефтегазопроявления; площади: 1 - Северо-Западный Жетыбай, 2 - Туркменой, 3 - Южный Жетыбай; 4 - Бектурлы; 5 - Узень, 6 - Актас, 7 - Западный Тасбулат, 8 - Тасбулат, 9 - Тенге, 10 - Оймаша, 11 - Северо-Ракушечная, 12 - Ракушечная, 13 - Каунды, 14 - Темир-Баба.*

Ссылка ГИН РАН на всеобщее сейсмостратиграфическое обобщение совокупности имеющихся геолого-геофизических материалов по территориям и акваториям Каспийского региона, произведённое в 1990-2007 гг. [Антипов и др., 2009] на Туркменистан не распространяется из-за полного отсутствия новых и недостаточной корректности большей части старых геофизических материалов. По Узбекистану (Восточный и Южный Устюрт, Арал и БХР) ссылка не актуальна из-за максимального объёма новых сейсмических материалов современного уровня и данных бурения, появившихся, в основном, после 2008 г.

Следует отметить, что региональные геолого-геофизические работы на юру, триас и палеозой в платформенной части Туркменистана в советское время проведены в недостаточных объёмах и с невысоким качеством. В постсоветское время региональное сейсмопрофилирование вообще не осуществлялось.

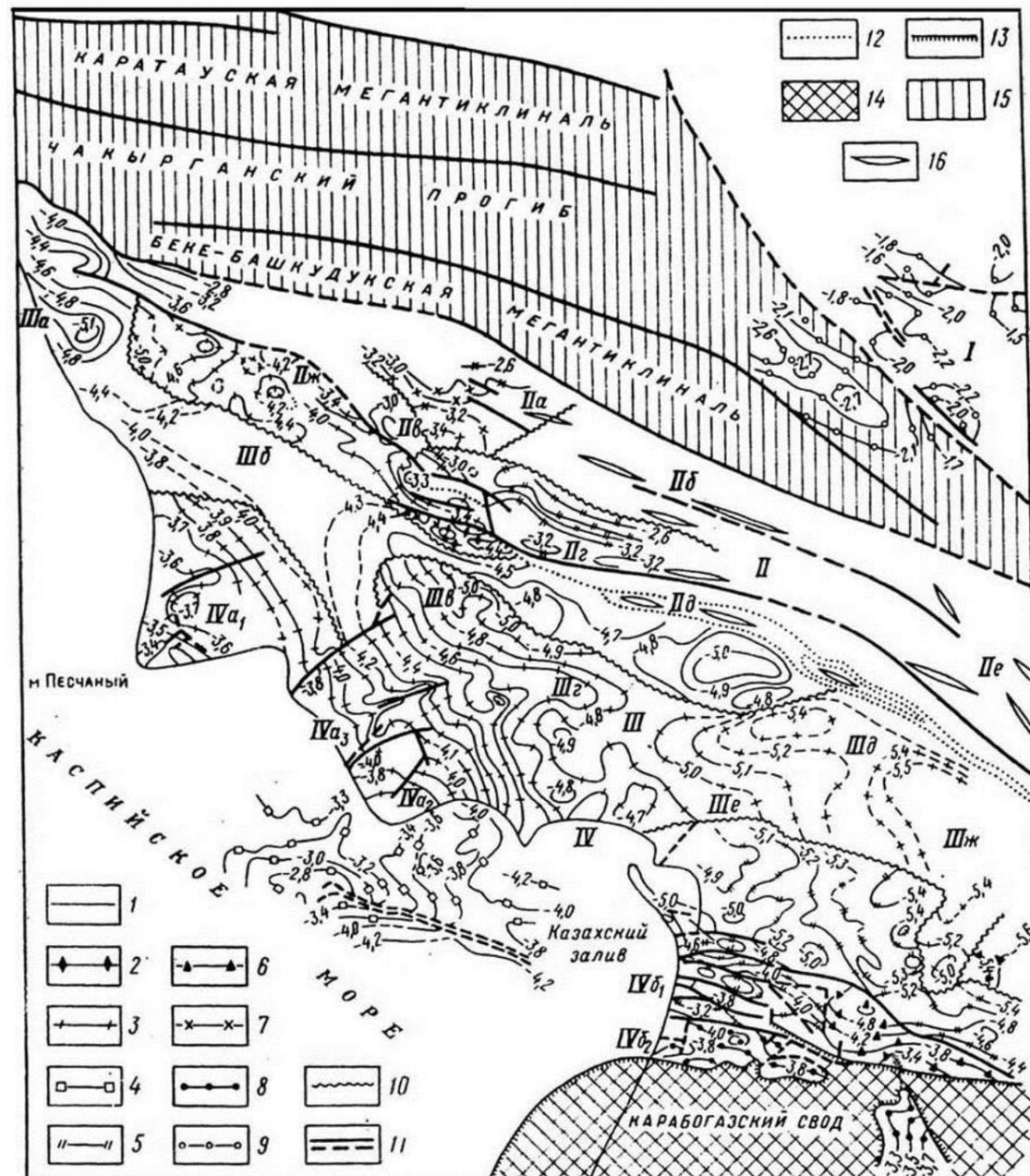


Рис 36. Структурная карта по отражающим горизонтам среднего триаса [Триас Южного Мангышлака, 1981]

Изогипсы отражающих горизонтов среднего триаса (карбонатная часть разреза): 1 - по кровле ( $V_2^I$ ), 2 - в середине толщи ( $V_2^{III}$ ), 3 - в нижней части ( $V_2^{IV}$ ), 4 - по данным треста Азнефтегазгеофизразведка (СГ- $V_2$ ); изогипсы отражающих горизонтов нижнего триаса: 5 - установленные ( $V_3$ ), 6 - предполагаемые ( $V_3^?$ ), 7 - кровли терригенной части оленекского яруса ( $V_3^{II}$ ); отражающие горизонты: 8 - на границе перми и триаса ( $V_1$ ), 9 - в кровле триаса ( $V_1^I$ ); 10 - границы областей с различной стратиграфической приуроченностью отражающих горизонтов; 11 - тектонические нарушения; 12 - граница зоны потери корреляции отражающих горизонтов; 13 - зона выклинивания триаса и перми; 14 - область отсутствия коррелируемых осей синфазности; 16 - оси брахантиклинальных складок.

I - Восточно-Мангышлакская зона складчатых структур промежуточного типа; II - Северная зона линейно ориентированных брахантиклинальных складок: IIa - Шалва-Жолганойская антиклинальная линия, IIб - Узеньская антиклинальная линия, IIв - Жетыбайская группа поднятий; IIг - Тасбулат-Тенгинская антиклинальная линия, IIд - Саукудук-Улькендалинская антиклинальная линия, IIе - Кокумбайская линия, IIж - Атамбайская группа поднятий; III - Центральная зона погруженных преимущественно куполовидных поднятий; IIIa - Восточно-Сегендыкская мульда, IIIб - Карагинская седловина, IIIв - Западно-Жазгурлинская котловина, IIIг - Байрам-Курганбайский выступ, IIIд - Каундинская котловина, IIIе - Махат-Басгурлинский выступ, IIIж - Восточно-Жазгурлинская мульда; IV - Южная приподнятая зона блоковых структур: IVa<sub>1</sub> - Песчаномыско-Ракушечный гетероблок, IVa<sub>2</sub> - Ракушечный блок, IVa<sub>3</sub> - Южно-Карагинский блок, IVб<sub>1</sub> - Центральный блок Северо-Прикарбогазского гетероблока, IVб<sub>2</sub> - Юго-западный блок.

Как в Туркменистане, так и на суше Мангышлакского региона Казахстана, после 1991 г. сейсморазведка МОГТ (в том числе её новые модификации, включая 3Д) задействована преимущественно на разведочных площадях и месторождениях. Поэтому региональные схемы строения юры и доюрских образований не претерпели существенных изменений. Изученность доюрских образований в Туркменистане остаётся крайне низкой, поскольку ГРП на эту секцию разреза фактически не производятся.

В Бухаро-Хивинском и Устюртском регионах Узбекистана, наоборот, в 2000-х гг. проведены массивные региональные и поисково-площадные сейсморазведочные работы МОГТ новых модификаций на юру и доюрские образования, позволившие выяснить региональное и зональное строение палеозоя и низов мезозоя на Восточном и Южном Устюрте [Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019а, б; Богданов, 2018; Новый взгляд..., 2010] и детализировать строение доюрских образований в БХР (см. рис. 22-27).

Структурно-тектонические модели ГИН по Прикаспийской провинции, Устюртскому региону и ЮТП составлены по условным сейсмогоризонтам преддевона, предмосковия, предкунгура, предюры, предмела, предпалеогена, предсармата и др. [Международный проект..., 2016].

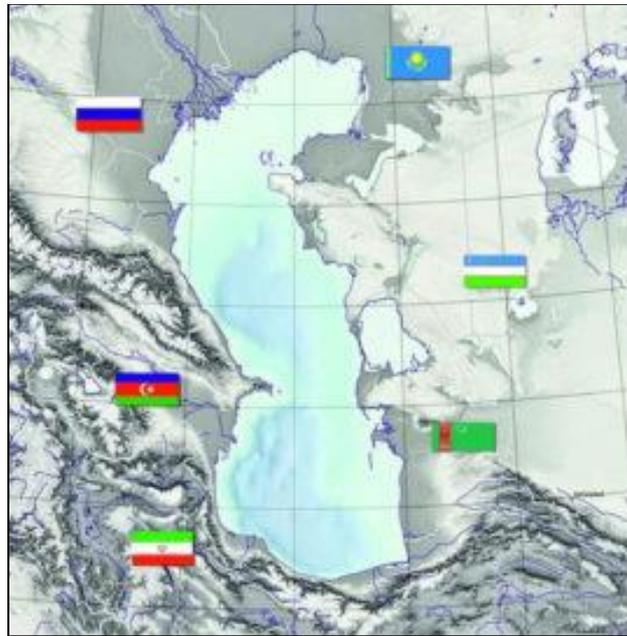
Для анализа региональной нефтегазоносности осадочного чехла ЮТП, где продуктивны отложения юры-нижнего мела и, главным образом, подсолевые карбонатные отложения верхней юры в Амударьинской провинции, из представленных карт [Международный проект..., 2016] значение имеют только структурные карты, тектоническое и нефтегазогеологическое районирование предюры, предмела и предпалеогена. Эти карты даже с учётом максимального упрощения в выбранном мелком масштабе 5М совершенно не реальны для территорий Туркменистана и Узбекистана. Сейсмогоризонты преддевона, предмосковия и предкунгура в пределах ЮТП физически не существуют. Например, реликты кунгурской соли установлены только в двух точках ЮТП, их сейсмическое воплощение и распространение не выяснены.

Для прогноза нефтегазоносности Каспийского региона, включая и ЮТП [Международный проект..., 2016] (рис. 37) выбраны комплексы «подсолевого» палеозоя, квазиplatformенного чехла (верхней перми-триаса и нижней юры), ортоplatformенного чехла (юры-миоцена).

На карте прогноза нефтегазоносности подсолевого (подкунгурского) палеозоя (рис. 38) перспективными землями в пределах ЮТП является вся территория гипотетичной, не существующей, по мнению авторов, «Донбасс-Туаркырской рифтовой системы».

К перспективному подсолевому комплексу верхнего палеозоя в пределах ЮТП в представленном варианте могут быть непосредственно отнесены только территория ГРС АА-ДД с выявленными в двух точках реликтами кунгурских солей. Эта территория действительно

является перспективной на нефтегазоносность в пределах «подсолевого (подкунгурского) ареала» ЮТП.



**Рис. 37. Титульная страница международного проекта «ГИС-Атлас карт геологического содержания Каспийского региона» [Международный проект..., 2016]**

На всей территории ЮТП объектом прогноза нефтегазоносности является допермский палеозой - главным образом карбонатные секции отложений каменноугольно-девонского возраста в составе фундамента и установленных ГРС. Повышенная изученность этой проблемы отмечается в БХР, который сейчас является показательным для определения и реализации перспектив нефтегазоносности палеозоя в пределах ЮТП [Абидов, 1996; Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019б; Богданов, 2018; Особенности строения..., 2009] (см. рис. 24-27). Значительная изученность пермо-триаса и допермского палеозоя современной сейсморазведкой отмечается и для Восточного Устюрта [Новый взгляд..., 2010; Абдуллаев и др., 2019а, Гризик и др., 2010] (см. рис. 22-23).

На карте прогноза нефтегазоносности квазиplatformенного чехла [Международный проект..., 2016] к высокоперспективным в пределах ЮТП отнесен Южно-Мангышлакский регион вместе с акваторией (маркированный почему-то как Арало-Каспийская НГО), к перспективным - территория так называемой «Донбасс-Туаркырской рифтовой системы», заходящая в Туркменистане в Предкопетдагский прогиб, к малоперспективным - остальные земли, исключая Центрально-Каракумский свод.

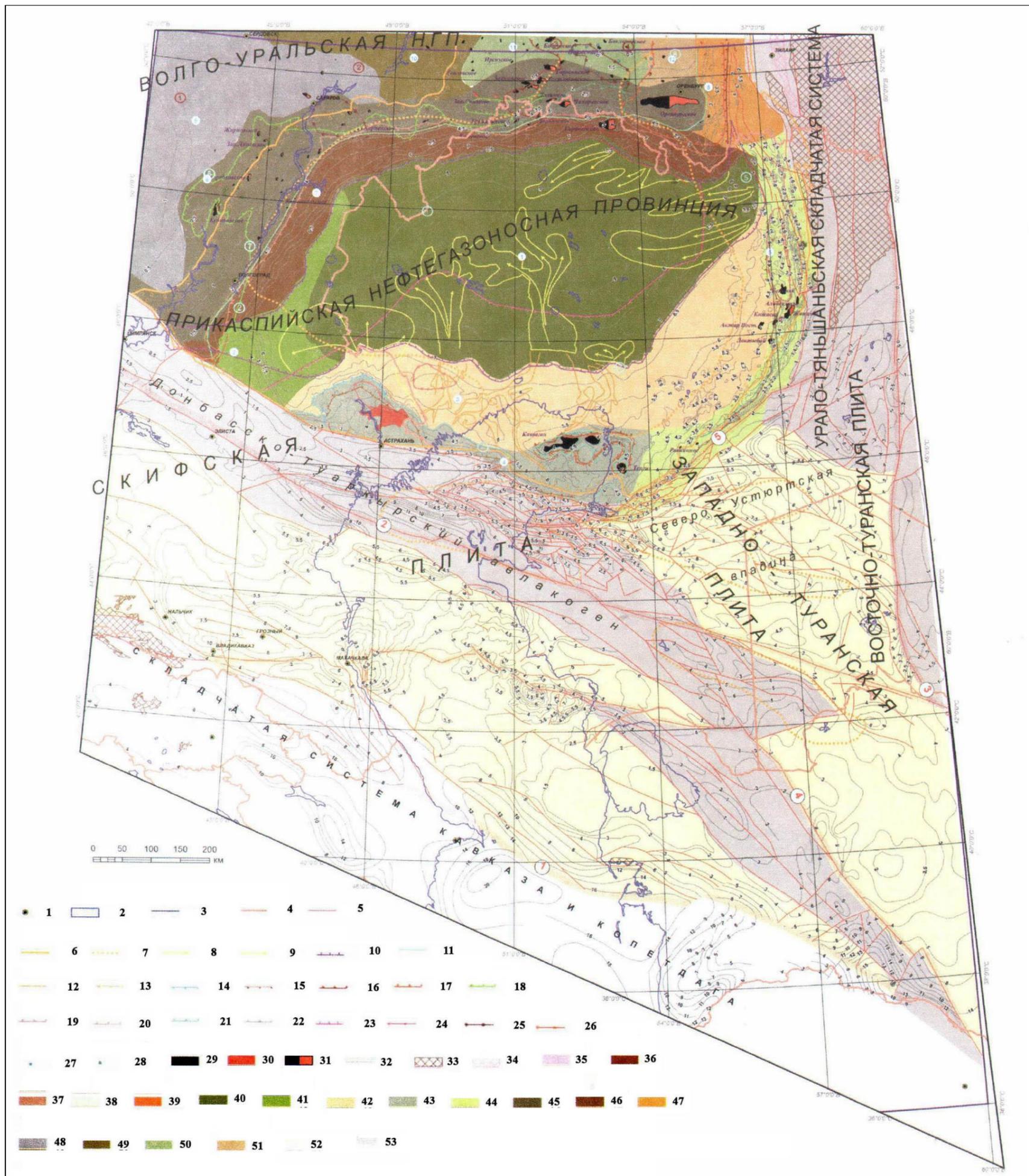


Рис. 38. Карта перспектив нефтегазоносности палеозойского (подсолевого) комплекса [Волож и др., 2010]

Постколлизийные трансрегиональные сдвиги: 1. Кавказско-Копетдагский постколлизийный трансконтинентальный сдвиг  $N_2$ ; 2. Донбасско-Зеравшанский постколлизийный трансконтинентальный сдвиг  $J_{1-2}$ ; 3. Урало-Герирудский постколлизийный трансконтинентальный сдвиг  $P_1$ ; 4. Аксу-Кендирлинский постколлизийный трансконтинентальный сдвиг  $J_1$ ; 5. Южно-Эмбинский постколлизийный трансконтинентальный сдвиг.

1 - города, 2 - реки (пол.), озера, 3 - береговая линия, 4 - государственные границы; 5 - прочие разломы; 6-7 - области распространения: 6 - граница распространения кунгурского соленосного комплекса, 7 - граница распространения казанского соленосного комплекса; 8 - системы конусов выноса сакмарско-артинского возраста, 9 - транспорт материала сакмарского возраста, 10 - подножье континентального склона; 11 - бровка уступа континентального склона; 12 - сакмаро-артинские каньоны на континентальном склоне, 13 - уступы нижнепермские, 14 - уступы среднекаменноугольные, 15 - уступы девонские; 16 - карбонатный уступ  $D_1$ ; 17 - карбонатный уступ  $D_2$ ; 18 - франкий карбонатный уступ; 19 - франко-башкирский карбонатный уступ; 20 - фаменско-башкирский карбонатный уступ; 21 - франко-турнейский карбонатный уступ; 22 - визейско-башкирский карбонатный уступ; 23 - терригенный уступ  $D_1$ ; 24 - уступ карбонатной платформы  $D_1$ - $D_2$ ; 25 - уступ карбонатной платформы  $D_2$ ; 26 - уступ карбонатной платформы  $D_3$ - $C_2b$ ; 27-28 - отдельные карбонатные постройки: 27 - среднедевонские (живетского яруса), 28 - верхнедевонские (франского яруса); 29-31 - месторождения: 29 - нефтяные, 30 - газовые, 31 - нефтегазовые; 32 - изолинии подсолевого отражающего горизонта, км; 33-34 - обнажения пород фундамента, возраст: 33 - допалеозойский, 34 - дорифейский; 35-39 - дополнительные НГК (второстепенные): 35 - рифейский, 36 - нижне-среднедевонский, 37 - верхнедевонский, 38 - нижне-верхнекаменноугольный, 39 - нижнепермский; НГО: 40-47 - Прикаспийская НГП: 40 - Центрально-Прикаспийская НГО ( $P_{1ar}$ ), 41 - Сарпинская НГО ( $C-P_1$ ), 42 - Астраханско-Актюбинская НГО ( $D-P_1$ ), 43 - Астраханско-Тенгизская НГО ( $D_{1-2}$ ;  $D_3-P_1$ ), 44 - Примугоджарско-Южно-Эмбинская НГО ( $D_3-P_1$ ), 45 - Волгоградско-Оренбургская НГО ( $D_3-P_1$ ), 46 - Прикаспийская бортовая НГО ( $D_1-P_1$ ), 47 - Предуральская НГО ( $D-P_1$ ,  $P_{z1}$ ); 48-51 - Волго-Уральская НГП: 48 - Рязано-Саратовская НГО ( $D_2-C_3$ ), 49 - Пугачевская НГО ( $D_2-C_2$ ;  $P_1$ ), 50 - НГО ( $D_2-C_2$ ;  $P_1$ ), 51 - Южно-Татарская НГО ( $D_2-P_1$ ); 52 - малоперспективные земли; 53 - неперспективные земли.

На представленной карте (см. рис. 11) [Геология и газонефтеносность..., 2017] перспективы нефтегазоносности первой очереди квазиплатформенного чехла ЮТП (Туркменистан, Узбекистан) соотносятся с территориями относительно неглубокого залегания (до 4-4,5 км) пермо-триаса и карбона в пределах бортов системы АА-ДД грабен-рифтов, в Учтаган-Верхнеузбойской впадине, на крупных выступах фундамента (Ахчакаинская группа, массив Казы-Чирли и др.), в Изгант-Гезлинской впадине фундамента Предкопетдагского бассейна, в Бадхыз-Карабильской области Мургабского бассейна, в Приамударьинской зоне палеорифтов.

В ядерной части Амударьинской провинции пермо-триас крупнейшего Мары-Иолотанского (Галкынышского) выступа фундамента, Шатлыкского выступа и группы выступов Багаджа-Малай-Учаджи не актуален для изучения из-за больших глубин залегания (5-7 км).

Карту прогноза нефтегазоносности платформенного чехла (юра-миоцен) Каспийского региона (см. рис. 38) [Международный проект..., 2016] по фрагменту ЮТП комментировать невозможно из-за абсолютного отсутствия конкретики по главным продуктивным и перспективным НГК «терригенной» и «карбонатной» юры, неокома.

В представленном варианте ареалы перспектив нефтегазоносности (высокоперспективные и перспективные земли) показаны на картах мощностей и палеотектоники конкретных НГК (см. рис. 12, 13, 14), перспективные ловушки и зоны - на структурно-геологических картах (см. рис. 11, 15, 16). Диапазон разреза миоцен-верхний мел в пределах ЮТП бесперспективен, апт и альб имеют лишь небольшие локальные перспективные ареалы [Геология и газонефтеносность..., 2017].

БХР является северо-восточным бортом Амударьинской синеклизы и характеризуется двухэтажным строением: нижний этаж представлен фундаментом (консолидированным подчехольным комплексом палеозойских образований), верхний - чехлом, сложенным осадочными образованиями. В объеме фундамента выделяются кристаллический фундамент, формирование которого происходило в период докембрия, кембрия, ордовика и силура, и складчатое основание, образовавшееся в период девона, карбона и нижней перми.

Завершается фундамент промежуточным структурным этажом, сформированным во время континентального перерыва после подъема территории региона, в результате деструкции земной коры, разделяющий консолидированный фундамент и осадочный чехол. Разрез промежуточного структурного этажа сложен пермо-триасовыми отложениями, образование которых связывается с денудационными процессами и переотложением их в пониженные участки палеозойского рельефа.

Стратиграфический диапазон доюрских отложений, вскрываемых скважинами,

варьирует от докембрийских, сильно метаморфизованных пород до осадочных перм-триасовых. Возраст пород осадочного чехла, залегающих на доюрских образованиях, также имеет широкий диапазон: от мелового до нижнеюрского.

На доюрской поверхности Чарджоуской ступени обнажаются, в основном, молодые образования позднепалеозойского возраста (каменноугольные и пермские). Только в западной части, на небольшом участке скважинами вскрыты более древние породы девона, силура, кембрия. Вскрытая мощность доюрских образований, в основном, не превышает первые десятки метров, только в шести параметрических скважинах мощность их вскрытия достигала нескольких сотен метров.

Доюрские разрезы представлены осадочно-метаморфизованными, метаморфическими, вулканогенно-осадочными, магматическими породами - интрузивными, эффузивными и их туфогенными разностями [Богданов, 2018; Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019б].

В настоящее время в разрезе доюрского комплекса пород не открыто ни одного месторождения, хотя многочисленные нефтегазопроявления и даже промышленные притоки УВ получены на разных площадях, в скважинах 2, 5, 11, 16, 31 Северный Мубарек, 40, 4, 74 Караулбазар, 1 Сеталантепе, 3 Шумак, 5 Шурчи, 1 Восточный Ташлы, 1П Южный Кульбешкак, 1 Кунгуртау, 3 Северная Сузьма, 1 Акджар, 1 Западный Гордан, 6 Ходжихайрам, 10, 19 Шурчи [Особенности строения..., 2009; Богданов, 2018; Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019б].

Перспективы нефтегазоносности «терригенной» нижней-средней юры ЮТП в пределах Туркменистана связываются, в первую очередь, с серией выступов на Бахардокском склоне (Казы-Чирли, Кырк, Оюклы, Гараджаовлак, Ишанбейик и др.) Предкопетдагского бассейна. Перспективы НГ терригенной юры перечисленных выступов будут зависеть от наличия кондиционных коллекторов и их оптимального соотношения с аргиллитовыми покрышками на глубинах 3,5-5 км. Интересны на нефтегазоносность крупнейшие выступы Мургабского бассейна Галкыныш, Яшлар, Шатлык, Шахмолла при наличии и кондиционности терригенных коллекторов на глубинах около 5 км.

Первый промышленный приток газа из терригенной юры Мургабской впадины установлен в единственной скважине крупного поднятия Шахмолла [Геология и газонефтеносность..., 2017]. Здесь при опробовании подошвы 50-метрового песчаного горизонта, залегающего в верхах бата, получен газ среднесуточным дебитом 150 тыс. м<sup>3</sup> с большим количеством воды (фильтр 5088-5100 м, штуцер 14 мм). Такой результат опробования, возможно, соответствует газоводяному контакту довольно крупной газовой залежи высотой около 40 м.

В прогибах Хивинской ГРС, на Беурдешикском склоне и в Багаджа-Заунгузском регионе

в терригенной юре толщиной 300-1000 м и в глинисто-терригенно-карбонатных отложениях низов келловей-оксфорда открыты лишь единичные мелкие газоконденсатные залежи и газопроявления на месторождениях Наип, Беурдешик, Бабаарап, Кервен и др. Удивляет парадоксальная непродуктивность отложений терригенной юры, обладающих наиболее высокими геохимическими характеристиками УВ генерации, на крупных высокоамплитудных поднятиях Кирпичли, Северный Балкуи, Гагарина при наличии в них идеальных коллекторов и мощных надёжных глинистых покровов. На данной территории низкая продуктивность терригенной юры определяет и её низкую перспективность [Геология и газонефтеносность..., 2017].

На юге Багдажа-Заунгузского региона, где терригенная юра погружается на глубины 3,5-5 км, по всему её разрезу отмечаются газопроявления, реже слабые притоки газа дебитом до 5-10 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На относительно крупных локальных поднятиях этого региона уплотнённые песчано-алевролитовые коллекторы терригенной юры имеют значительную удельную суммарную мощность (до 200-300 м) и высокие виртуальные ресурсы газа (до 100-200 млрд. м<sup>3</sup>). Эти объекты являются потенциальными газовыми месторождениями, которые могут быть разведаны и разработаны с использованием довольно затратных новейших технологий освоения плотных низкопроницаемых формаций [Геология и газонефтеносность..., 2017].

В БХР Узбекистана единичные глубокие скважины вскрыли полную мощность терригенной формации юры на площадях Кульбешкак, Южный Кульбешкак, Янгиказган, Учкыр, Восточный Учбаш, и ряде других. В центральной и юго-восточной частях БХР максимальные мощности терригенной юры достигают 1000 м и более (Кокдумалак, скв. 15, 1П; Шуртан, скв. 25). Самый мощный разрез терригенной формации отмечен в скв. 4 Кимирек - 1402 м. По генезису пород терригенная формация разделяется на нижнюю субформацию, накопленную в субаквальных условиях, и верхнюю субформацию, образовавшуюся в условиях перехода континентального режима в морской.

Перспективы газонефтеносности «терригенной» юры БХР в пределах Узбекистана связываются как с Бухарской ступенью, так и с Чарджоуской ступенью и Бешкентским прогибом, перспективы газонефтеносности последних существенно преобладают. Малое количество открытых месторождений в разрезе терригенной юры обусловлено, в основном, её недостаточной изученностью [Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019б].

Всего в пределах БХР в терригенной юре открыто 26 месторождений УВ, из которых 10 - на Бухарской ступени (1953-1979 гг.) и 16 - на Чарджоуской ступени (1958-2021 гг.). Рейтинг этого стратиграфического комплекса пород на поиски залежей УВ постепенно растёт. Первоочередным направлением ГРП на нижнюю-среднюю юру является подготовка структур к глубокому бурению под существующими залежами УВ в разрезе карбонатных отложений

юры.

Подсолевая «карбонатная» юра - келловей-оксфордский карбонатный комплекс толщиной 300-800 м, зонально содержащий рифы (главным образом, в верхней половине, где нередко наблюдается постепенный переход к эвапоритам кимериджа) и обогащённый в низах глинисто-терригенным материалом. В подошве комплекса трансгрессивно залегают нижнекелловейские морские глины как флюидораздел между морской карбонатной и преимущественно континентальной терригенной юрой региона.

Карбонатная юра является газоносным комплексом мирового класса, содержащим более 90% доказанных запасов Амударьинской провинции (около 35 трлн. м<sup>3</sup> с максимальной концентрацией на уникальных и крупнейших ГКМ Галкыныш, Яшлар, Шуртан, Уртабулак, Зеварды и др.) и главную долю перспективных ресурсов газа (порядка 15 трлн. м<sup>3</sup>) [Геология и газонефтеносность..., 2017; Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019б].

Запасы и ресурсы жидких УВ карбонатной юры провинции относительно невелики (порядка 1-2 млрд. т н. э.) и сосредоточены преимущественно в газоконденсатных залежах рифового строения [Геология и газонефтеносность..., 2017; Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019б]. Максимальной концентрацией жидких УВ в пределах БХР отличается Кокдумалакское нефтегазоконденсатное месторождение (начальные геологические запасы: газ - 143 млрд. м<sup>3</sup>; газоконденсат - 96,4 млн. т; нефть оторочки - 98,6 млн. т), расположенное на границе Узбекистана и Туркменистана. Небольшие нефтяные скопления обнаружены в периферийных элементах Приамударьинского (Бухарская ступень, Юго-Западно-Гиссарский регион) и Предкопетдагского (запад Бахардокского склона) бассейнов. В Зеравшанском прогибе окраины Бухарской ступени по последним сообщениям на глубине 400-700 м выявлено крупное скопление тяжелой нефти и природного битума, его геологические запасы предварительно оценены в 100 млн. т.

В Туркменистане максимальная концентрация запасов газа карбонатной юры (21 трлн. м<sup>3</sup>) отмечается на крупнейшем подсолевом поднятии Галкыныш площадью и высотой соответственно около 2000 км<sup>2</sup> и 600 м, приуроченному к вздёрнутому восточному плечу Западно-Мургабской ГРС [Геология и газонефтеносность..., 2017].

Газовые запасы и ресурсы Мургабского бассейна к востоку от Галкыныша концентрируются в пределах Яшларского вала (газоконденсатное месторождение Яшлар с запасами около 5 трлн. м<sup>3</sup>) и других протяжённых валов Марыйского Внутреннего пояса поднятий бассейна [Геология и газонефтеносность..., 2017]. На локальных поднятиях - подсолевых рифах восточной части Мургабского бассейна, прогнозируется концентрация до 8-10 трлн. м<sup>3</sup> перспективных газовых ресурсов [Геология и газонефтеносность..., 2017].

В крайнем восточном Чанглинском районе Бахардокского склона предполагается

северо-западное продолжение рифового тренда Галкыныш в пределы Ишанбейикской атолловидной группы структур, в которых вероятны крупные газоконденсатные месторождения. В сочленении Мургабского и Предкопетдагского бассейнов, на газоконденсатном месторождении Гараджаовлак обнаружена крупная, висящая на крыле подсолевого массива залежь газоконденсата со среднесуточными дебитами разведочных скважин до 1-1,5 млн. м<sup>3</sup> и запасами до 300 млрд. м<sup>3</sup>. Газоносность подсолевой карбонатной юры восточной части Предкопедагского бассейна (Чанглинский, Каахкинский и Меанинский (внутренний борт) районы) приближённо оценивается в 1-1,5 трлн. м<sup>3</sup> перспективных ресурсов [Геология и газонефтеносность..., 2017].

Недостаточно изучены, но перспективны на газ и жидкие УВ Западно- и Восточно-Бахардокский районы и их сочленения с Предкопетдагским прогибом, а также отдельные поднадвиговые и преднадвиговые объекты внутреннего борта прогиба (Яшлык, Бахарден, Келята, Ходжабулан и др.).

В БХР Узбекистана площадь распространения карбонатной формации юры превосходит площадь подстилающей ее терригенной формации. Развита она сплошным покровом почти по всей территории БХР, за исключением северных районов (Караиз, Восточный Куюмазар и др.), где она замещается терригенными породами и отсутствует лишь в сводовых частях поднятий Газли, Андабазар и др. Обнажается карбонатная формация в юго-западных отрогах Гиссара, где образует огромные обрывы (300-500 м), протягивающиеся на десятки километров. Карбонатная формация в пределах БХР вскрыта многочисленными скважинами на глубинах от 700 до 3900 м, её общая мощность достигает 500 м и более (Уртабулак, Шуртан и др.).

В объеме карбонатной формации выявлено большое число залежей УВ, и в настоящее время она является основным целевым поисково-разведочным объектом на газ и нефть [Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019б]. В разрезе карбонатной формации открыто 182 месторождения УВ, в том числе 33 - на Бухарской ступени, 149 - на Чарджоуской ступени. Долевое участие карбонатного комплекса пород в сумме начальных запасов УВ промышленных категорий БХР составляет 82,4%.

Карбонатно-терригенный комплекс неокома Мургабского бассейна содержит более 3 трлн. м<sup>3</sup> сухого газа в Шатлыкском горизонте песчаников среднего готерива (ШГ) на гигантских газоконденсатных месторождениях Шатлык (0,5 трлн. м<sup>3</sup>) и Даулетабад-Донмез (1,7 трлн. м<sup>3</sup>) и на многих других крупных и средних месторождениях [Геология и газонефтеносность..., 2017].

Установлены две уникальные по строению залежи газа газоконденсатного месторождения Даулетабад-Донмез - одна из них «висит» на моноклинали Донмез-Бирлешик

(Северный блок) высотой около 1 км, другая заполняет гемиантиклиналь Даулетабад-Гумбезли высотой 0,5 км (Южный блок). Между ними расположен так называемый «водоносный грабен». Залежи ограничиваются по восстанию комбинированными дизъюнктивно-литолого-гидродинамическими экранами ШГ. Северный блок диагонально пересекается палеоруслем шатлыкского горизонта, маркируемым максимальными толщиной (до 50 м) и ёмкостно-фильтрационными свойствами ШГ [Геология и газонефтеносность..., 2017].

В восточной части Мургабского бассейна и к северу от него, на газоконденсатном месторождении Малай-Чартак (0,35 трлн. м<sup>3</sup>) продуктивные песчаники ШГ сокращаются в мощности и засоляются - к юго-востоку от месторождения локализуется Керкинская готеривская соленосная линза площадью до 1000 км<sup>2</sup> [Пашаев, Гаврильчева, Реджепов, 1993; Крючков, 1996]. Засолённые песчаники готерива являются литологическими экранами газоконденсатных залежей на месторождениях Чартак и Кулач.

Мургабский бассейн практически уже разведан по ШГ и неокому в целом. Перспективы газонефтеносности неокома более весомы в восточной части Предкопетдагского бассейна, главным образом в Каахкинской депрессии, на Восточной и Чанглинской моноклиналиях Бахардокского склона.

В представленном варианте перспективы газонефтеносности неокома максимальны на платформенном борту Каахкинской депрессии [Геология и газонефтеносность..., 2017], где будут связаны с литологическими и структурно-литологическими (возможно, клиноформными) ловушками типа валанжинской залежи В2-3 на газоконденсатном месторождении Гараджаовлак. Эта залежь фактически висит на моноклинали, среднесуточный дебит безводного газа в самой погруженной скв. 13 составил 1630 тыс. м<sup>3</sup> по 28 мм штуцеру, запасы залежи предварительно оценены в 100 млрд. м<sup>3</sup>.

По данным единичных, переобработанных по программам компании Shell в Кумбет-Гараджаовлакской зоне сейсмопрофилей МОГТ 1987-1988 гг. [Геология и газонефтеносность..., 2017] в валанжин-готеривских отложениях отмечена косослоистость сейсмического разреза, предполагающая, по мнению авторов, клиноформное строение валанжина-готерива и наличие сложнэкранированных ловушек и залежей УВ, подобных разведанным в ачимовской свите Западной Сибири. Возможно, высокопродуктивная валанжинская залежь газа В2-3 на Гараджаовлаке является одной из таковых.

Толщина неокома в оси Каахкинской депрессии составляет около 1000 м, в «голове» Восточно-Бахардокской и Чанглинской моноклиналей она сокращается до 500-400 м при литофациальном переходе от глубоководных терригенно-карбонатных отложений (глубоководность фиксируется присутствием мощных пластов «чёрных» глин) к нормальным

морским, шельфовым и прибрежно-континентальным терригенным отложениям. На Гараджаовлаке, кроме валанжинской залежи В2-3, небольшие притоки газа и нефтенасыщение кернов установлены ещё в 4 интервалах готерива и низов баррема.

Подобная ситуация по неокому наблюдаются и в паре Ашхабадская депрессия Предкопетдагского прогиба - Западно-Бахардокская моноклинали [Геология и газонефтеносность..., 2017]. Сокращение неокома здесь происходит в тех же пределах и при аналогичном литофациальном переходе. Многочисленные проявления, притоки и залежи нефти и газа установлены по всему разрезу неокома, однако значительные залежи УВ на моноклиналях района не образуются из-за мелких объёмов антиклинальных ловушек. Крупные УВ скопления здесь также вероятны в СЭЛЗ клиноформ, существование которых предполагается по ряду регионально-поисковых сейсмопрофилей конца советского времени.

На Западно-Бахардокской моноклинали установлен очень широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности - продуктивным является непрерывный ряд отложений от апта до бата, а также верхнепермской коры выветривания фундамента (Шорказы) и допермской кромки фундамента (Южный Кырк-нефтепроявление). Этаж непрерывной продуктивности южной части моноклинали достигает 1 км.

Небольшие месторождения Западно-Бахардокской моноклинали (12 на 2004 г.) многопластовые и содержат от 2 до 8 залежей УВ-нефтяных, газоконденсатных и газовых часто с нефтяными оторочками. Типовыми месторождениями являются нефтегазовое Мыдар с основными залежами нефти и газа в готерив-барремских отложениях и нефтегазоконденсатное Елаклы с оксфорд-титон-валанжинским этажом продуктивности. Среднесуточные дебиты нефти в разведочных и эксплуатационных скважинах Елаклы и Мыдар достигали 100-200 т на 8-10 мм штуцерах.

На нефтегазоконденсатном месторождении Южный Кырк, кроме продуктивности основных карбонатных горизонтов валанжина-оксфорда, из 4 терригенно-карбонатных горизонтов нижнего и верхнего готерива в интервале 3300-3600 м получены притоки нефти дебитом 4-9 м<sup>3</sup>/сут примерно с таким же количеством воды. Совокупно с готеривскими нефтяными залежами на глубине 1800-1900 м газонефтяного месторождения Мыдар, это важное открытие указывает на распространение преимущественно нефтяной зоны в готеривских отложениях на всю территорию запада Бахардокского склона.

В «голове» погребённой под моноклиналию, воздымающейся на север центриклинали Изгант-Гезлинской ГРС фундамента установлена одноимённая заливообразная зона титонских стратиграфических ловушек в срезаемых предмеловым размывом, сливающихся карбонатных горизонтах титона Н1-Н3. Максимальные дебиты нефти из подразмывного горизонта Н1 на прилежащих к Гезлинской зоне нефтегазоконденсатных месторождений

Гутлыаяк и Елаклы достигали 75-120 т/сут.

Для начального этапа предварительного изучения клиноформ неокома необходим анализ всего накопленного объёма старых регионально-поисковых сейсмопрофилей по платформенному борту Предкопетдагского прогиба и Бахардокскому склону с выборкой информативных профилей и их переобработкой и переинтерпретацией. По завершению начального этапа может быть намечена программа новых сейсмопрофилей современного уровня, по результатам которой предлагается начать этап поисков конкретных клиноформ и связанных с ними СЭЛЗ.

Внешний район Предкопетдагского бассейна, целевой на СЭЛЗ в неокоме и юре, имеет приближённые размеры порядка 350x100 км и площадь около 40 тыс. км<sup>2</sup>. Кровля неокома в пределах района воздымается от - (4500-3000) м до - (3000-2500) м при углах наклона редко более 1-3°. Это направление ГРП (Внешний Предкопетдагский плей) из-за сложности локализации, неопределённости параметров и оценки СЭЛЗ неокома-юры не поддаётся количественной оценке ресурсов УВ, но является вторым по значению в Туркменистане после главного Мургабского подсолевого [Геология и газонефтеносность..., 2017].

В рамках Внешнего Предкопетдагского плей предлагается выделить два первоочередных полигона, высокоперспективных на СЭЛЗ в неоком-юрских отложениях:

1. Каахка-Гараджаовлакский полигон охватывает моноклираль площадью около 5 тыс. км<sup>2</sup>, заключённую между локальным поднятием Каахка в осевой зоне одноимённой депрессии и крупнейшим газоконденсатным месторождением Гараджаовлак в сочленении депрессии с Бахардокским склоном. На последнем месторождении уже выявлены СЭЛЗ в валанжине и оксфорде. Предполагается, что среднее по площади, но высокоамплитудное по оксфорду поднятие Каахка содержит в оксфордских известняках органогенную постройку с ресурсами газа до 100 млрд. м<sup>3</sup> (К.Н. Кравченко, 1978 г.). С конца советского времени на Каахкинском поднятии неоднократно предлагалась первоочередная параметрическая скважина глубиной 5000 м на оксфордский риф [Мелихов, Сибирёв, 2003].

2. Кырк-Чирлинский полигон площадью около 7 тыс. км<sup>2</sup> расположен в Западно-Бахардокском НГР и охватывает также прилежащий борт Ашхабадской депрессии. Этот район является высокоперспективным на СЭЛЗ в неокоме-юре ввиду описанных многочисленных притоков и проявлений УВ (особенно нефти), значительная часть которых является неантиклинальными [Геология и газонефтеносность..., 2017].

В реализацию Внешнего Предкопетдагского плей (предварительного этапа изучения клиноформ и последующего этапа поисков СЭЛЗ в неокоме-юре платформенного борта Предкопетдагского бассейна) по договору с Туркменистаном могли бы участвовать российские геолого-геофизические организации, наработавшие большой опыт разрешения

ачимовской клиноформной проблемы в Западной Сибири. Ачимовское направление ГРП сейчас является одним из главных и высокоэффективных в этом регионе.

В обосновании Каспийского проекта [Волож и др., 2010] (рис. 39) представлены новые спорные варианты выделения НГП Каспийского региона, базирующиеся, в основном, на структурно-тектонических и геодинамических моделях ГИН и опровергающие традиционные представления:

- выделение Предкавказско-Южномангылаксской НГП с выводом из её состава ядерного Терско-Каспийского краевого прогиба и вводом «Карабогаз-Капланкырского» сегмента и части Предкопетдагского краевого прогиба Туркменистана, по мнению авторов, недопустимо;

- невероятное объединение Терско-Каспийского краевого прогиба и Южно-Каспийской межгорной впадины-одноимённой провинции в так называемую Терско-Южнокаспийскую НГП;

- невероятное объединение частей Арало-Североустюртской и Амударьинской провинций в так называемую Арало-Каспийскую НГП;

Эти «фантастические» преобразования НГП могут быть показаны или скорректированы при доработке [Международный проект..., 2016] как предложения Российской Академии наук. Трактовка и рисовка традиционных НГП будет отражена на результирующей сводной карте нефтегазоносности региона.

Результирующей в нефтегазогеологической части проекта должна стать традиционная «Карта нефтегазоносности Каспийского (Каспийско-Арал-Амударьинского) региона» масштаба 2,5М, которую ещё предстоит реализовать путём составления и последующей скоординированной увязки данных по национальным секторам России, Казахстана, Туркменистана, Узбекистана, Азербайджана и Ирана. Без результирующей «Карты нефтегазоносности...» Каспийский проект вообще теряет нефтегазогеологический смысл.

Координировать национальные данные и составить сводную карту нефтегазоносности масштаба 2,5М могут институты ВНИГНИ и ВСЕГЕИ при наличии соответствующего финансирования «Роснедра». ВСЕГЕИ предлагает также заместить материалы Туркменистана, не участвующего в Каспийском проекте, по Каракумской (Амударьинской) и Южно-Каспийской провинциям [Мелихов, Ларичев, Золотов, 2021; Мелихов и др., 2021]. На Межправсовете СНГ 2022 г. Каспийский международный геологический проект продлён до 2025 г. под номинальной эгидой ВСЕГЕИ. Составление до сих пор игнорируемой «Карты нефтегазоносности...» предлагается включить в план реализации Каспийского проекта на 2023-25 гг. наряду с перманентно реализуемыми с 2018 г. темами сейсмогеологического изучения дна Каспийского моря и сопредельной суши.



**Рис. 39. Схема выделения и оценки нефтегазоносных провинций для Международного проекта регионального геолого-геофизического изучения глубинного строения Каспийского региона (по [Волож и др., 2010])**

Сейсмогеологическая изученность Каспийского региона высока, её глубинная результативность может быть существенно повышена только за счёт отработки новой сети трансграничных сейсмопрофилей современного уровня (как это эффективно осуществлено в Черноморском регионе). Однако намеченная Каспийская трансграничная сейсмическая сеть [Программа морских..., 2014] до сих пор не согласована и вряд ли будет реализована в обозримом будущем.

В международных проектах карт геологического содержания Центральной, Северной и Восточной Азии (Китай, Россия (ВСЕГЕИ), Казахстан, Монголия, Республика Корея; 2009 г., 2012 г.) одними из главных результирующих являлись «Карты энергетических ресурсов (нефть, газ, уголь)...» масштаба 2,5М. Ввиду мирового энергетического кризиса эти карты сохраняют огромное научно-практическое значение и до сих пор не имеют аналогов в Азиатском мегарегионе. Такое же значение должна приобрести международная «Карта нефтегазоносности Каспийского (Каспийско-Арало-Амударьинского) региона» масштаба 2,5М.

### Литература

Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Устюртском регионе Республики Узбекистан // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2019а. - Т.14. - №1. - [http://www.ngtp.ru/rub/2019/10\\_2019.html](http://www.ngtp.ru/rub/2019/10_2019.html) DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/10\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2019)

*Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К.* Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Бухаро-Хивинском регионе Республики Узбекистан // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2019б. - Т.14. - №2. - [http://www.ngtp.ru/rub/2019/17\\_2019.html](http://www.ngtp.ru/rub/2019/17_2019.html). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/17\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/17_2019)

*Абидов А.А.* Нефтегазоносность литосферных плит Мира. - Ташкент: Изд-во Фан, 2009. - 628 с.

*Абидов А.А., Атабеков И.У., Долгополов Ф.Г., Ходжиметов А.И.* Палеозойская палеорифтовая система Бухаро-Хивинского региона как новая региональная структура для поисков месторождений нефти и газа в Узбекистане // Узбекский геологический журнал. - 1996. - №1. - С. 50-60.

*Амурский Г.И.* Урало-Оманский линеймент и его роль в региональной структуре Средней Азии // Геотектоника. - 1976. - №2. - С. 17-21.

*Антипов А.П., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Леонов Ю.Г.* Проблемы происхождения и развития Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. - 2009. - №3. - С. 11-19.

*Богданов А.Н.* Критерии оценки перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса пород Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона Узбекистана // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2018. - Т.13. - №1. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/5\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/5_2018.pdf) DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/5\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/5_2018)

*Волож Ю.А., Дмитриевский В.Н., Леонов М.Г., Леонов Ю.Г., Милитенко Н.В.* Международный проект регионального геолого-геофизического изучения глубинного строения Каспийского региона // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. - 2010. - № 1 (1). - 22 с.

Геологическая карта. М-б 1:1 000 000. Серия Новая. Лист К-(39), (40) Красноводск: Карта прогноза на нефть и газ (регион Мангышлак-Карабогаз-Устюрт) / А.Ф. Степаненко, И.С. Плещеев, А.И. Шарاپов. - Аэрогеология, ВСЕГЕИ, 1994.

Геологические предпосылки перспектив газоносности Восточной Туркмении / Г.И. Амурский, И.П. Жабрев, В.С. Гончаров, Э.С. Гончаров, В.А. Иванова, Г.И. Ледовская, Л.Г. Кузьмук, В.Я. Соколов, Н.Н. Соловьёв. - Москва: Недра, 1976. - 392 с.

Геология и газонефтеносность Каракумской провинции: оценка газонефтеперспективных зон, направления поисково-разведочных работ в платформенной части Туркменистана / В.Н. Мелихов. - Санкт-Петербург: Изд-во Политехнического ун-та, 2017. - 286 с.

Геология и геодинамика нефтегазоносных территорий юга СССР / В.С. Шеин, Т.Н. Куницкая, К.Н. Кравченко. - М.: Недра, 1986. - 232 с. (Тр. ин-та / Всесоюз. н.-и. геол.-развед. нефт. ин-т; Вып. 255).

Геология и перспективы газонефтеносности Северной Туркмении и прилежащих районов Узбекистана / О.А. Кузьмина, Г.Ф. Пантелеев, И.В. Кувшинова, В.Н. Исаенко. - Москва: Недра, 1970. - 320 с.

Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Том III / С.Ж. Даукеев, Э.С. Воцалевский, В.П. Коломиец, В.П. Комаров, Х.Х. Парагульгов, В.М. Пилифосов, Д.А. Шлыгин. - Алматы, 2002. - 248 с.

Глубинное строение и нефтегазоносность Северо-Западной Туркмении / А.У. Захидов. - М.: Недра, 1974. - 102 с.

*Гризык А.Я., Иванова Н.Г., Крылов Н.А., Юлина Е.В., Рыбальченко В.В.* Основные черты тектоники пермотриасового комплекса Восточного Устюрта в связи с оценкой перспектив газонефтеносности // Геология нефти и газа. - 2010. - №3. - С. 11-18.

*Давлятов Ш.Д., Пак Р.В.* Рифтовые структуры и перспективы нефтегазоносности средней части Туранской плиты // Геология нефти и газа. - 1987. - №9. - С.41-44.

*Заблуднев И.* Поднять гиганта. Туркменистан начинает ускоренное обустройство крупнейшего газового месторождения Южный Елотен-Осман // Oil and Gas Journal Russia. - 2009. - Сентябрь. - С. 34-38.

*Кабулов Х.* О природе каменноугольных коллекторов и ловушек нефти и газа

Тарымкаинского выступа фундамента // Нефть и газ Туркменистана. - 2000. - № 1. - С.18-27.

*Кабулов Х., Чуриков В.А., Курбанов А.* Перспективы нефтегазоносности верхнепалеозойско-триасового осадочно-вулканогенного комплекса Северного Туркменистана // Нефть и газ Туркменистана. - 1998. - №2. - С. 5-16.

Карта нефтегазогеологического и тектонического районирования, (фонда) локальных поднятий и месторождений Средней Азии и Южного Казахстана (М-б 1:1000 000) / Ред. К.А. Клещев, отв. исп. К.Н. Кравченко, Б.С. Чернобров. - М.: ВНИГНИ, 1989.

Комплекс геолого-геофизических и дистанционных методов для изучения нефтегазоносных областей / П.В. Флоренский. - М.: Недра, 1987. - 205 с.

Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования / Ю.Г. Леонов, Ю.А. Волож, М.П. Антипов, В.А. Быкадоров, Т.Н. Хераскова; отв. ред. Ю.Г. Леонов. - М.: ГЕОС, 2010. Вып. 593. - 64 с. (Труды Геологического института / Геол. ин-т. - М.: Изд-во АН СССР, 1932-1964).

*Кравченко К.Н., Иванова О.В., Бабенко Н.В.* Структурные условия размещения газонефтяных месторождений в Каракумском бассейне. Схема районирования Каракумского бассейна // Первичная миграция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. - М.: ВНИГНИ, 1988. - С. 138-148.

*Крючков В.Е.* Литологические особенности отложений Шатлыкского горизонта Малай-Чартакской зоны поднятий в связи с перспективами газоносности Восточного Туркменистана // Геология нефти и газа. - 1996. - № 5. - С.4-10.

*Кузовкина Т.Н., Спикин В.А.* Строение палеозойского фундамента Центрального Туркменистана // Труды Управления геологии ТССР. - 1968. - Вып. 1. - С. 7-23.

*Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Хераскова Т.Н.* Урало-Герирудский трансконтинентальный постколлизийный сдвиг и его роль в формировании структуры земной коры // Геотектоника. - 2015. - №6. - С. 52-64.

Международный проект «ГИС-Атлас карт геологического содержания Каспийского региона». - 2016. - <https://vsegei.ru/ru/activity/intcooperation/caspian/index.php>

*Мелихов В.Н.* Продуктивность и потенциал газонефтеносности Амударьинского мегабассейна // Геология нефти и газа. - 2009. - №5. - С. 10-18.

*Мелихов В.Н.* Ресурсный потенциал и перспективы разведки трансграничных нефтегазоносных бассейнов Юго-Восточного Туркменистана, южных регионов Узбекистана и Таджикистана, Северного Афганистана и Северо-Восточного Ирана // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2013. - Т.8. - №1. - [http://www.ngtp.ru/rub/6/6\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/6_2013.pdf) DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/6\\_2013](https://doi.org/10.17353/2070-5379/6_2013)

*Мелихов В.Н.* Рифтогенные структуры и перспективы газонефтеносности доюрских образований юга Туранской плиты // Нефть и газ Туркменистана. - 1998. - №5. - С. 4-24.

*Мелихов В.Н., Крылов Н.А., Шевченко И.В., Шустер В.Л.* Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция, Юго-Западный Туркменистан-перспективы разведки мезозойского этажа на газ и нефть // Актуальные проблемы нефти и газа. - 2021. - Вып. 1(32). - С. 102-133.

*Мелихов В.Н., Ларичев А.И., Золотов А.П.* Международный научно-исследовательский проект «ГИС-атлас карт геологического содержания Каспийского региона»: результаты и перспективы разведки на нефть и газ // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2021. - Т.16. - №4. - [http://www.ngtp.ru/rub/2021/42\\_2021.html](http://www.ngtp.ru/rub/2021/42_2021.html) DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/42\\_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2021)

*Мелихов В.Н., Сибирев Вл.С.* Рекомендации по направлениям геологоразведочных работ в Восточном Туркменистане на 2004 год и перспективу до 2010 года // Нефть и газ Туркменистана. - 2003. - № 1. - С.5-33.

*Мурзагалиев Д.М.* Рифтогенез и нефтегазоносность Мангышлака // Геология нефти и газа. - 1996. - №5. - С.36-39.

Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности Восточного Устюрта. Том I / Н.А. Гафаров, В.Л. Гулев, С.М. Карнаухов, В.И. Соколов, А.Я. Гризлик, И.Ю. Заболотная,

Н.А. Крылов, М.С. Кучеря; Газпромзарубежнефтегаз». - М.: Недра, 2010. - 261 с.

Особенности строения и нефтегазовые перспективы доюрского комплекса пород Бухаро-Хивинского региона (Западный Узбекистан) / Под ред. Т.Л. Бабаджанова, Г.С. Абдуллаева. - Ташкент: НХК «Узбекнефтегаз», ОАО «ИГИРНИГМ», 2009. - 217 с.

*Панасенко О.М.* Древние рифтовые зоны юго-западной окраины Туранской плиты и проблема её границы с альпидами // Тектоника Тянь-Шаня и Памира. - М., 1983. - С. 184-189.

*Пашаев М.С., Гаврильчева Л.Г., Реджепов К.А.* Строение и фациальная зональность нижнемеловой соли (формирование ловушек неантиклинального типа на юго-востоке Туркменистана) // Геология нефти и газа. - 1993. - № 5. - С. 15-18.

Перспективы и объекты юрско-палеозойского направления работ на газ и нефть в Северном Туркменистане / В.Н. Мелихов, Х.К. Бабаев, Вл.С. Сибирев, З.Б. Хуснутдинов. - Ашхабад: Министерство нефти и газа Туркменистана, 1997. - 47 с.

Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений молодых платформ / Н.А. Крылов, А.И. Летавин, Д.С. Оруджева. - М.: Наука, 1981. - 168 с.

Поиски сложно экранированных ловушек и скоплений газа и нефти в платформенной части Туркменской ССР / В.Н. Мелихов, З.Б. Хуснутдинов, Вл.С. Сибирев - М.: обзор ВНИИЭгазпром, сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1988. - Вып. 4. - 40 с.

Программа морских научно-исследовательских работ. Изучение глубинного геологического строения, тектоники и геодинамики земной коры осадочных бассейнов Каспийского моря. - Москва, 2014. - 90 с.

Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря / И.Ф. Глумов, Я.П. Маловицкий, А.А. Новиков, Б.В. Сенин. - М.: Недра, 2004. - 342 с.

Северный Афганистан. Карта основных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ / С.Д. Иванов, В.И. Дидура, Б.М. Гейман, Л.Б. Вонгаз, Н.И. Кошелев, В.П. Лупаносов, В.В. Печников, Ф.П. Самоснов. - М-б 1:1000 000. - М.: ВНИГНИ, 1978.

*Силич А.М.* Позднепалеозойско-раннемезозойский диастрофизм и его влияние на нефтегазоносность Туранской плиты // Автореферат диссертации на соискание ученой степени д. г.-м. н. - М.: ИГИРГИ, 1992. - 34 с.

Тектоника и нефтегазоносность областей Юга СССР / Под ред. К.Н. Кравченко и М.В. Муратова, Вонгаз Л.В. - Москва: Недра, 1973. - 222 с. (Труды/ М-во геологии СССР. Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-т; Вып. 141).

*Тимурзиев А.К.* Строение и формирование резервуаров и ловушек в доюрском комплексе Мангышлака // Геология нефти и газа. - 1989. - №9. - С. 16-21.

Триас Южного Мангышлака / Ю.А. Волож, В.В. Липатова, В.Б. Арбузов, А.Н. Данилин, Л.П. Дмитриев, В.В. Козмодемьянский, Ю.А. Салов, И.А. Хафизов. - М.: Недра, 1981. - 210 с. (Труды ВНИГНИ; вып. 224).

Формации, палеотектоника и нефтегазоносность палеозоя и мезозоя Туркменистана / А. Аланов, М.С. Жмуд, О.М. Панасенко, М.Ш. Ташлиев. - Москва: Недра, 1976. - 131 с.

Фундамент и основные разломы Туранской плиты в связи с её нефтегазоносностью / В.С. Князев, П.В. Флоренский, А.М. Чарыгин, О.А. Шнип; под ред. А.А. Бакирова. - М.: Недра, 1970 - 248 с.

*Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В.* Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья - как потенциального источника «сланцевых» углеводородов // Георесурсы. - 2017. - Спецвыпуск. - Ч. 2. - С. 208-226. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>

Geological Evolution of Central Asian Basins and the Western Tien Shan Range. Editors M.-F. Brunet, T. McCann, E.R. Sobel. Published by of Geological Society, London, 2017, 605 p.

**Melikhov V.N.**

Russian Geological Research Institute (VSEGEI), St. Petersburg, Russia, Vladislav\_Melikhov@vsegei.ru

**Abdullaev G.S., Bogdanov A.N.**

Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Deposits (IGIRNIGM), Tashkent, Uzbekistan, iginigm@ing.uz

## TRADITIONAL AND RECENT STRUCTURAL-TECTONIC AND PETROLEUM GEOLOGICAL MODELS OF THE SOUTHERN TURAN PLATE IN THE CONTEXT OF THE CASPIAN INTERNATIONAL GEOLOGICAL PROJECT

*Recent structural-tectonic and petroleum geological models of the south of the Turan Plate, built at the institutes of the Russian Academy of Sciences (GIN RAS, etc.), and traditional models created at VSEGEI (Russia) and IGIRNIGM (Uzbekistan) are analyzed and compared. The main objects of analysis are graben-rift systems, petroleum provinces and basins, petroleum bearing and promising structures of the sedimentary cover (Jurassic-Quaternary), quasi-platform (Permo-Triassic) and pre-platform (Pre-Permian Paleozoic) formations. The main object in the petroleum geological part of the project is the traditional "Map of petroleum potential of the Caspian-Aral-Amudarya region" on a scale of 2.5M.*

**Keywords:** structural-tectonic model, petroleum geological model, graben-rift system, petroleum province, petroleum basin, petroleum potential, south of the Turan Plate, Caspian international geological project.

### References

Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydel'nant N.K. *Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz v Ustyurtskom regione Respubliki Uzbekistan* [Current state and development prospects of exploration activity for oil and gas in the Ustyurt region (Uzbekistan)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2019a, vol. 14, no. 1, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2019/10\\_2019.html](http://www.ngtp.ru/rub/2019/10_2019.html) DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/10\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2019)

Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydel'nant N.K. *Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz v Bukhara-Khivinskom regione Respubliki Uzbekistan* [Current state of petroleum exploration activity and their evolution in the Bukhara-Khiva area (Uzbekistan)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2019, vol. 14, no. 2, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2019/17\\_2019.html](http://www.ngtp.ru/rub/2019/17_2019.html) DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/17\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/17_2019)

Abidov A.A. *Neftegazonosnost' litosfernykh plit Mira* [Oil and gas potential of the world lithospheric plates]. Tashkent: Publishing Office «Fan», 2009, 627 p.

Abidov A.A., Atabekov I.U., Dolgoplov F.G., Khodzhimetov A.I. *Paleozoyskaya paleoriftovaya sistema Bukhara-Khivinskogo regiona kak novaya regional'naya struktura dlya poiskov mestorozhdeniy nefti i gaza v Uzbekistane* [Paleozoic paleorift system of the Bukhara-Khiva region as a new regional structure for the search for oil and gas fields in Uzbekistan]. *Uzbekskiy geologicheskiy zhurnal*, 1996, no. 1, pp. 50-60.

Amurskiy G.I. *Uralo-Omanskiy lineament i ego rol' v regional'noy strukture Sredney Azii* [Ural-Oman lineament and its role in the regional structure of Central Asia]. *Geotektonika*, 1976, no.2, pp. 17-21.

Antipov A.P., Bykadorov V.A., Volozh Yu.A., Leonov Yu.G. *Problemy proiskhozhdeniya i razvitiya Prikaspiyskoy vpadiny* [Problems of the origin and development of the Caspian depression]. *Geologiya nefti i gaza*, 2009, no. 3, pp. 11-19.

Bogdanov A.N. *Kriterii otsenki perspektiv neftegazonosnosti doyruskogo kompleksa porod Bukhara-Khivinskogo neftegazonosnogo regiona Uzbekistana* [Estimation criteria for petroleum perspectives of the Pre-Jurassic section - Bukhara-Khiva oil and gas region (Uzbekistan)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2018, vol. 13, no. 1, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/5\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/5_2018.pdf) DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/5\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/5_2018)

Davlyatov Sh.D., Pak R.V. *Riftovye struktury i perspektivy neftegazonosnosti sredney chasti Turanskoy plity* [Rift structures and prospects for oil and gas potential in the middle part of the Turan Plate]. *Geologiya nefi i gaza*, 1987, no. 9, pp. 41-44.

*Formatsii, paleotektonika i neftegazonosnost' paleozoya i mezozoya Turkmenistana* [Formations, paleotectonics and petroleum potential of the Paleozoic and Mesozoic of Turkmenistan]. A. Alanov, M.S. Zhmud, O.M. Panasenko, M.Sh. Tashliev. Moscow: Nedra, 1976, 131p.

*Fundament i osnovnye razlomy Turanskoy plity v svyazi s ee neftegazonosnost'yu* [Basement and main faults of the Turan plate in connection with its oil and gas potential]. B.C. Knyazev, P.V. Florenskiy, A.M. Charygin, O.A. Shnip; pod red. A.A. Bakirova. Moscow: Nedra, 1970, 248 p.

Geological Evolution of Central Asian Basins and the Western Tien Shan Range. Editors M.-F. Brunet, T. McCann, E.R. Sobel. Published by of Geological Society, London, 2017, 605 p.

*Geologicheskaya karta. M-b 1:1 000 000. Seriya Novaya. List K-(39), (40) Krasnovodsk: Karta prognoza na neft' i gaz (region Mangyshlak-Karabogaz-Ustyurt)* [Geological map. Scale 1:1 000 000. New series. Sheet K-(39), (40) Krasnovodsk: Oil and gas forecast map (Mangyshlak-Karabogaz-Ustyurt region)]. A.F. Stepanenko, I.S. Pleshcheev, A.I. Sharapov. *Aerogeologiya*, VSEGEI, 1994.

*Geologicheskie predposylki perspektiv gazonosnosti Vostochnoy Turkmenii* [Geological preconditions for the prospects of gas content in Eastern Turkmenistan]. G.I. Amurskiy, I.P. Zhabrev, V.S. Goncharov, E.S. Goncharov, V.A. Ivanova, G.I. Ledovskaya, L.G. Kuz'muk, V.Ya. Sokolov, N.N. Solov'ev. Moscow: Nedra, 1976, 392 p.

*Geologiya i gazoneftenosnost' Karakumskoy provintsii: otsenka gazonefteperspektivnykh zon, napravleniya poiskovo-razvedochnykh rabot v platformennoy chasti Turkmenistana* [Karakum province geology and petroleum bearing: assessment of gas and oil promising zones, directions of prospecting and exploration activity in the platform part of Turkmenistan]. V.N. Melikhov. St. Petersburg: Izd-vo Politekhnikeskogo un-ta, 2017, 286 p.

*Geologiya i geodinamika neftegazonosnykh territoriy yuga SSSR* [Geology and geodynamics of petroleum bearing territories in the south of the USSR]. V.S. Shein, T.N. Kunitskaya, K.N. Kravchenko. Moscow: Nedra, 1986, 232 p. (Tr. in-ta / Vsesoyuz. n.-i. geol.-razved. nefi. in-t; issue 255).

*Geologiya i perspektivy gazoneftenosnosti Severnoy Turkmenii i prilezhashchikh rayonov Uzbekistana* [Geology and prospects of petroleum potential in Northern Turkmenistan and adjacent regions of Uzbekistan]. O.A. Kuz'mina, G.F. Panteleev, I.V. Kuvshinova, V.N. Isaenko. Moscow: Nedra, 1970, 320 p.

*Glubinnoe stroenie i mineral'nye resursy Kazakhstana* [Deep structure and mineral resources of Kazakhstan]. *Neft' i gaz*. 3, S.Zh. Daukeev, E.S. Votsalevskiy, D.A. Shlygin, V.M. Pilifosov, Kh.Kh. Paragul'gov, V.P. Kolomiets, V.P. Komarov. Almaty, 2002, vol. 3, 248 p.

*Glubinnoe stroenie i neftegazonosnost' Severo-Zapadnoy Turkmenii* [Deep structure and petroleum potential of Northwestern Turkmenistan]. A.U. Zakhidov. Moscow: Nedra, 1974, 102 p.

Grizik A.Ya., Ivanova N.G., Krylov N.A., Yulina E.V., Rybal'chenko V.V. *Osnovnye cherty tektoniki permotriasovogo kompleksa Vostochnogo Ustyurta v svyazi s otsenkoy perspektiv gazoneftenosnosti* [The main features of the tectonics of the Permian-Triassic complex of Eastern Ustyurt in connection with the assessment of the prospects for gas and oil potential]. *Geologiya nefi i gaza*, 2010, no. 3, pp. 11-18.

Kabulov Kh. *O prirode kamennougol'nykh kollektorov i lovushek nefi i gaza Tarymkainskogo vystupa fundamenta* [On the nature of coal reservoirs and oil and gas traps of the Tarymkain basement ledge]. *Neft' i gaz Turkmenistana*, 2000, no. 1, pp. 18-27.

Kabulov Kh., Churikov V.A., Kurbanov A. *Perspektivy neftegazonosnosti verkhnepaleozoyско-triasovogo osadochno-vulkanogennogo kompleksa Severnogo Turkmenistana* [Prospects for the petroleum potential of the Upper Paleozoic-Triassic sedimentary-volcanogenic section of Northern Turkmenistan]. *Neft' i gaz Turkmenistana*, 1998, no. 2, pp. 5-16.

*Karta neftegazogeologicheskogo, tektonicheskogo rayonirovaniya, lokal'nykh podnyatiy i mestorozhdeniy Sredney Azii i Yuzhnogo Kazakhstana* [Map of oil-gas-geological, tectonic zonation,

local uplifts and deposits of Central Asia and Southern Kazakhstan]. Edited by Kleshchev K.A. Scale 1:1000000. Moscow: VNIGNI, 1989.

*Kompleks geologo-geofizicheskikh i distantsionnykh metodov dlya izucheniya neftegazonosnykh oblastey* [Complex of geological, geophysical and remote methods for the study of oil and gas fields]. P.V. Florenskiy. Moscow: Nedra, 1987, 205 p.

*Konsolidirovannaya kora Kaspiyskogo regiona: opyt rayonirovaniya* [Consolidated crust of the Caspian region: experience of zoning]. Yu.G. Leonov, Yu.A. Volozh, M.P. Antipov, V.A. Bykadorov, T.N. Kheraskova; editor Yu.G. Leonov. Moscow: GEOS, 2010, 64 p. (Trudy Geologicheskogo instituta; issue 593).

Kravchenko K.N., Ivanova O.V., Babenko N.V. *Strukturnye usloviya razmeshcheniya gazoneftnykh mestorozhdeniy v Karakumskom bassejne. Skhema rayonirovaniya Karakumskogo bassejna* [Structural conditions for the emplacements of gas and oil fields in the Karakum basin. Regionalization scheme of the Karakum basin]. Pervichnaya migratsiya i neftegazonosnost' osadochnykh basseynov. Moscow: VNIGNI, 1988, pp. 138-148.

Kryuchkov V.E. *Litologicheskie osobennosti otlozheniy Shatlykskogo gorizonta Malay-Chartakskoy zony podnyatiy v svyazi s perspektivami gazonosnosti Vostochnogo Turkmenistana* [Lithological features of the deposits of the Shatlyk level of the Malay-Chartak zone of uplifts in connection with the prospects of gas potential in Eastern Turkmenistan]. Geologiya nefi i gaza, 1996, no. 5, pp. 4-10.

Kuzovkina T.N., Spikin V.A. *Stroenie paleozoyskogo fundamenta Tsentral'nogo Turkmenistana* [The structure of the Paleozoic basement of Central Turkmenistan]. Trudy Upravleniya geologii TSSR, 1968, issue 1, pp. 7-23.

Leonov Yu.G., Volozh Yu.A., Antipov M.P., Kheraskova T.N. *Uralo-Gerirudskiy transkontinental'nyy postkollizionnyy sdvig i ego rol' v formirovanii struktury zemnoy kory* [Ural-Herirud transcontinental post-collision strike-slip and its role in the formation of the structure of the Earth's crust]. Geotektonika, 2015, no. 6, pp. 52-64.

Melikhov V.N. Produktivnost' i potentsial gazoneftenosnosti Amudar'inskogo megabasseyna [Productivity and gas and oil potential of the Amu Darya megabasin]. Geologiya nefi i gaza, 2009, no. 5, pp. 10-18.

Melikhov V.N. *Resursnyy potentsial i perspektivy razvedki transgranichnykh neftegazonosnykh basseynov Yugo-Vostochnogo Turkmenistana, yuzhnykh regionov Uzbekistana i Tadzhikistana, Severnogo Afganistana i Severo-Vostochnogo Irana* [Resource potential and exploration prospects of cross-border oil and gas basins of southeastern Turkmenistan, southern Uzbekistan and Tajikistan, northern Afghanistan and northeastern Iran]. Neftgazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2013, vol. 8, no. 1, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/6/6\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/6_2013.pdf) DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/6\\_2013](https://doi.org/10.17353/2070-5379/6_2013)

Melikhov V.N. *Riftogennye struktury i perspektivy gazoneftenosnosti doyurskikh obrazovaniy yuga Turanskoy plity* [Rift structures and prospects for gas and oil potential in pre-Jurassic formations in the south of the Turan Plate]. Neft' i gaz Turkmenistana, 1998, no. 5, pp. 4-24.

Melikhov V.N., Krylov N.A., Shevchenko I.V., Shuster V.L. *Yuzhno-Kaspiyskaya neftegazonosnaya provintsiya, Yugo-Zapadnyy Turkmenistan - perspektivy razvedki mezozoyskogo etazha na gaz i neft'* [South Caspian oil and gas province, Southwestern Turkmenistan - prospects for exploration of the Mesozoic section for gas and oil]. Aktual'nye problemy nefi i gaza, 2021, issue 1(32), pp. 102-133. DOI: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art8>

Melikhov V.N., Larichev A.I., Zolotov A.P. *Mezhdunarodnyy nauchno-issledovatel'skiy proekt «GIS-atlas kart geologicheskogo sodержaniya Kaspiyskogo regiona»: rezul'taty i perspektivy razvedki na neft' i gaz* [International research project "GIS - geological atlas of the Caspian region": results and prospects for petroleum exploration]. Neftgazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2021, vol. 16, no. 4, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2021/42\\_2021.html](http://www.ngtp.ru/rub/2021/42_2021.html) DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/42\\_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2021)

Melikhov V.N., Sibirev V.I.S. *Rekomendatsii po napravleniyam geologorazvedochnykh rabot v Vostochnom Turkmenistane na 2004 g i na perspektivu do 2010 g.* [Recommendations for areas of

exploration in eastern Turkmenistan for 2004 and up to 2010]. *Neft' i gaz Turkmenistana*, 2003, no.2, pp. 5-33.

Murzagaliev D.M. *Riftogenez i neftegazonosnost' Mangyshlaka* [Rifting and oil and gas potential of Mangyshlak]. *Geologiya nefti i gaza*, 1996, no. 5, pp. 36-39.

*Novyy vzglyad na perspektivy neftegazonosnosti Vostochnogo Ustyurta. Tom I* [A new look at the prospects for petroleum potential of Eastern Ustyurt. Volume I]. N.A. Gafarov, V.L. Gulev, S.M. Karnaukhov, V.I. Sokolov, A.Ya. Grizik, I.Yu. Zabolotnaya, N.A. Krylov, M.S. Kucherya; Gazpromzarubezhneftegaz», Moscow: Nedra, 2010, 261 p.

*Osobennosti stroeniya i neftegazovye perspektivy doyruskogo kompleksa porod Bukharo-Khivinskogo regiona (Zapadnyy Uzbekistan)* [Structure features and petroleum prospects of the pre-Jurassic rock complex of the Bukhara-Khiva region (Western Uzbekistan)]. Eds. T.L. Babadzhanova, G.S. Abdullaeva. Tashkent: NKHK «Uzbekneftegaz», OAO «IGIRNIGM», 2009, 217 p.

Panasenko O.M. *Drevnie riftovye zony yugo-zapadnoy okrainy Turanskoy plity i problema ee granitsy s al'pidami* [Ancient rift zones of the southwestern margin of the Turan Plate and the problem of its boundary with the alpidic structures]. *Tektonika Tyan'-Shanya i Pamira*. Moscow, 1983, pp. 184-189.

Pashaev M.S., Gavril'cheva L.G., Redzhepov K.A. *Stroenie i fatsial'naya zonal'nost' nizhnemelovoy soli (formirovanie lovushek neantiklinal'nogo tipa na yugo-vostoke Turkmenistana)* [Structure and facies zoning of the Lower Cretaceous salt (formation of non-anticline traps in the southeast of Turkmenistan)]. *Geologiya nefti i gaza*, 1993, no. 5, pp. 15-18.

*Perspektivy i ob"ekty yursko-paleozoyskogo napravleniya rabot na gaz i nefť v Severnom Turkmenistane* [Prospects and objects of the Jurassic-Paleozoic direction of activity on gas and oil in Northern Turkmenistan]. V.N. Melikhov, Kh.K. Babaev, V.I.S. Sibirev, Z.B. Khusnutdinov. Ashkhabad: Ministerstvo nefti i gaza Turkmenistana, 1997, 47 p.

*Perspektivy neftegazonosnosti doyruskikh otlozheniy molodykh platform* [Prospects for petroleum potential of pre-Jurassic section of young platforms]. N.A. Krylov, A.I. Letavin, D.S. Orudzheva. Moscow: Nauka, 1981, 168 p.

*Poiski slozhno ekranirovannykh lovushek i skopleniy gaza i nefťi v platformennoy chasti Turkmenskoy SSR* [Searching for intricately shielded traps and accumulations of gas and oil in the platform part of the Turkmen SSR]. V.N. Melikhov, Z.B. Khusnutdinov, V.I.S. Sibirev. Moscow: obzor VNIIEgazprom, ser. Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy, 1988, issue 4, 40 p.

*Programma morskikh nauchno-issledovatel'skikh rabot. Izuchenie glubinnogo geologicheskogo stroeniya, tektoniki i geodinamiki zemnoy kory osadochnykh basseynov Kaspiskogo morya* [Marine Research Program. Study of the deep geological structure, tectonics and geodynamics of the earth's crust of the sedimentary basins of the Caspian Sea]. Moscow, 2014, 90 p.

*Regional'naya geologiya i neftegazonosnost' Kaspiskogo morya* [Regional geology and petroleum potential of the Caspian Sea]. I.F. Glumov, Ya.P. Malovitskiy, A.A. Novikov, B.V. Senin. Moscow: Nedra, 2004, 342 p.

*Severnnyy Afganistan. Karta osnovnykh napravleniy geologorazvedochnykh rabot na nefť i gaz* [Northern Afghanistan. Map of the main areas of exploration for oil and gas]. S.D. Ivanov, V.I. Didura, B.M. Geyman, L.B. Vongaz, N.I. Koshelev, V.P. Lupanosov, V.V. Pechnikov, F.P. Samosnov. M-b 1:1000 000. Moscow: VNIGNI, 1978.

Silich A.M. *Pozdnepaleozoysko-rannemezozoyeskiy diastrofizizm i ego vliyanie na neftegazonosnost' Turanskoy plity* [Late Paleozoic-Early Mesozoic diastrophism and its influence on the petroleum potential of the Turan Plate]. Avtoreferat dissertatsii na soiskanie uchenoy stepeni d. g.-m. n. Moscow: IGIRGI, 1992, 34 p.

*Tektonika i neftegazonosnost' oblastey Yuga SSSR* [Tectonics and petroleum bearing of the regions of the South of the USSR]. Eds. K.N. Kravchenko, M.V. Muratova, L.V. Vongaz. Moscow: Nedra, 1973, 222 p. (Trudy/ M-vo geologii SSSR. Vsesoyuz. nauch.-issled. geol.-razved. nefť. in-t; Vyp. 141).

Timurziev A.K. *Stroenie i formirovanie rezervuarov i lovushek v doyruskom komplekse*

*Mangyshlaka* [Structure and formation of reservoirs and traps in the pre-Jurassic section of Mangyshlak]. *Geologiya nefti i gaza*, 1989, no. 9, pp. 16-21.

*Trias Yuzhnogo Mangyshlaka* [Triassic of Southern Mangyshlak]. Yu.A. Volozh, V.V. Lipatova, V.B. Arbuzov, A.N. Danilin, J.I.P. Dmitriev, V.V. Kozmodem'yanskiy, Yu.A. Salov, I.A. Khafizov. Moscow: Nedra, 1981, 210 p. (Trudy VNIGNI; issue 224).

Volozh Yu.A., Dmitrievskiy V.N., Leonov M.G., Leonov Yu.G., Militenko N.V. *Mezhdunarodnyy proekt regional'nogo geologo-geofizicheskogo izucheniya glubinnogo stroeniya Kaspiyskogo regiona* [International project of regional geological and geophysical study of the deep structure of the Caspian region]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 2010, no. 1 (1), 22 p.

Yandarbiev N.Sh., Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Naumchev Yu.V. *Geologiya i geokhimiya khadumskoy svity Predkavkaz'ya - kak potentsial'nogo istochnika «slantsevykh» uglevodorodov* [Geology and geochemistry of the Khadum Formation of Ciscaucasia as a potential source of unconventional "shale" hydrocarbons]. *Georesursy*, 2017, spetsvypusk, part 2, pp. 208-226. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>

Zabludnev I. *Podnyat' giganta. Turkmenistan nachinaet uskorennoe obustroystvo krupneyshego gazovogo mestorozhdeniya Yuzhnyy Eloten-Osman* [Raise a giant. Turkmenistan begins accelerated development of the largest gas field South Yoloten-Osman]. *Oil and Gas Journal Russia*, 2009, Sentyabr', pp. 34-38.

*Mezhdunarodnyy proekt «GIS-Atlas kart geologicheskogo sodержaniya Kaspiyskogo regiona»*. [GIS-Atlas of the geological maps of the Caspian region: international project]. 2016, <https://vsegei.ru/ru/activity/intcooperation/caspian/index.php>

© Мелихов В.Н., Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., 2022

