

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 29.09.2023 г.

Принята к публикации 25.03.2024 г.

EDN: IHHMSY

УДК 550.8:553.98:551.762.1/.2(575.1+575.4)

Долгополов Ф.Г.

Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» (ГУ «ИГИРНИГМ»), Ташкент, Республика Узбекистан, felixdolgopolov@yandex.com

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

Кувшинова М.Ф.

Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» (ГУ «ИГИРНИГМ»); Акционерное общество «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» (АО «ИГИРНИГМ»), Ташкент, Республика Узбекистан, irnigm@ing.uz

*Памяти К.Н. Кравченко - учёного ВНИГНИ,
крупного исследователя недр России и Центральной Азии,
теоретика и практика нефтегазовой геологии.*

ПРОБЛЕМА ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОГО СВЯЗАННОГО ГАЗА В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

Рассматриваются особенности строения и изучения полей трудноизвлекаемого связанного газа на территории Центральной Азии, перспективы освоения которых в современных условиях представляются незначительными. На территории Узбекистана это связано с большими объемами и затратами специализированных работ с непредсказуемым результатом в пределах пяти выделенных полей в нижне-среднеюрских угленосных отложениях. Более целесообразна разведка сложных глубоководных месторождений свободного газа в нижних горизонтах осадочного чехла и подчехольного палеозойского комплекса. В определённых зонах сопредельного Туркменистана рекомендуется комплексная разведка глубоководных месторождений свободного газа и газа плотных пород в терригенной, карбонатной юре и неокме при невозможности предварительной локализации полей трудноизвлекаемого связанного газа из-закратно более слабой изученности территории.

Ключевые слова: поле трудноизвлекаемого связанного газа, нижне-среднеюрские угленосные отложения, терригенная юра, карбонатная юра, Узбекистан, Туркменистан.

Для цитирования: Долгополов Ф.Г., Мелихов В.Н., Кувшинова М.Ф. Проблема освоения ресурсов трудноизвлекаемого связанного газа в осадочных бассейнах Центральной Азии // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №1. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/6_2024.html EDN: IHHMSY

В современном мире вряд ли найдется другое такое полезное ископаемое, как трудноизвлекаемый связанный газ (shale gas, coalbed methane, tight gas), которое вызвало бы столько острых дискуссий и противоположных оценок своего значения для нефтегазовой отрасли. За сравнительно небольшой промежуток времени эта тема прошла путь от

«газосланцевой революции» до «газосланцевого блефа», а потом почти полного забвения в научных публикациях. Не оживил ее и современный газовый дефицит в Европе.

Если остановиться только на геологических аспектах феномена трудноизвлекаемого связанного газа, то безусловным лидером развития этого направления всегда выступали Соединенные Штаты Америки. Они продемонстрировали внушительный абсолютный рост его добычи в первой четверти XXI столетия. Технологическую основу этого роста, по мнению американских политиков и бизнесменов, составили горизонтальное бурение, многоступенчатый гидроразрыв (fracking) и сейсмическое 4D-моделирование. При этом за кадром осталось более чем вековое детальнейшее изучение американскими геологами всех геологических формаций, слагающих нефтегазоносные осадочные бассейны континента. Следует также отметить, что широкая разработка ресурсов трудноизвлекаемого связанного газа в Соединенных Штатах Америки стала следующим этапом планомерного освоения их углеводородного потенциала, когда там кардинально выработаны традиционные месторождения свободного газа.

В исторической перспективе целенаправленные усилия по освоению ресурсов трудноизвлекаемого связанного газа всегда проявлял Китай. После проведения высокотехнологичных научно-исследовательских работ там начата опытно-промышленная разработка на площади Фунлинь в провинции Сычуань и в восточной части Ордосского бассейна в провинции Шэньси. В других странах интерес к трудноизвлекаемому связанному газу проявлялся лишь спорадически на фоне успехов Соединенных Штатов Америки, но всегда ослабевал под давлением экологической общественности, либо чисто экономическим соображениям. Себестоимость добычи трудноизвлекаемого связанного газа всегда многократно превышает добычу традиционного свободного. Тем не менее, технологии его извлечения постоянно совершенствуются, а запасы свободного газа в мире неуклонно сокращаются. Поэтому любая страна, обладающая сколько-нибудь значимым углеводородным потенциалом, будет всегда заинтересована в объективной оценке всех своих прогнозных ресурсов, включая и трудноизвлекаемый связанный газ.

На сегодняшний день у профессионального геологического сообщества сложилось четкое понимание того, что простое механическое копирование положительного опыта Соединенных Штатов Америки в освоении трудноизвлекаемого связанного газа не может автоматически привести к успеху в геологоразведочной практике других стран. В первую очередь это связано с различиями геологического строения предполагаемых объектов разработки, различным употреблением некоторых геологических терминов и понятий, недостаточной фактологической базой изучения рассматриваемых перспективных толщ и степенью их нарушенности системой разрывных нарушений. Поэтому прогнозная оценка

запасов трудноизвлекаемого связанного сланцевого газа применительно к конкретному перспективному объекту может быть осуществлена только после решения целого комплекса местных геологических и технологических задач и в тесной увязке с освоенностью прогнозных ресурсов свободного газа.

Практический интерес к разработке трудноизвлекаемого связанного газа в Республике Узбекистан появился сравнительно недавно. В 2013 г. авторами из ГУ «ИГИРНИГМ» проведена первая предварительная оценка прогнозных ресурсов трудноизвлекаемого связанного газа методом геологических аналогий [Абдуллаев и др., 2014]. В 2015 г. компанией «Анадарко» на основе результатов моделирования нефтегазогенерации в Амударьинском осадочном бассейне выполнена прогнозная оценка ресурсов трудноизвлекаемого связанного газа в верхнеюрской ходжаипакской свите на юго-востоке Бухаро-Хивинского региона [Абдуллаев, Долгополов, 2016]. В 2018 г. авторами из ГУ «ИГИРНИГМ» продолжено изучение критериев оценки запасов полей трудноизвлекаемого связанного газа в юрских нефтегазоматеринских и угленосных толщах с учетом геодинамических особенностей их естественного залегания. Тогда в качестве перспективных объектов выделены и оконтурены Кульбайско-Аторбайское, Аланско-Барсакельмесское, Ассакеауданское и Кимерек-Бешкентское поля трудноизвлекаемого связанного газа в интервале нижне-среднеюрских угленосных отложений и верхнеюрской ходжаипакской свиты (рис. 1). Параллельно в других организациях продолжались исследования нефтегазоматеринских пород на предмет обнаружения и добычи сланцевой нефти [Акрамходжаев, 2019]. В 2021 г. авторами из ГУ «ИГИРНИМ» завершены тематические работы по выбору опытной площадки (полигона) для постановки экспериментально-оценочных работ на основе разработки более детальных геолого-геофизических моделей закартированных ранее полей трудноизвлекаемого связанного газа.

В Туркменистане до сих пор не рассматривались вопросы локализации ареалов и перспектив разведки трудноизвлекаемого связанного газа (в первую очередь, газа плотных пород) в нижней-средней, «терригенной» юре, а также в верхней, «карбонатной» юре и неокоме из-за слабой изученности территории. Эта задача является более актуальной для терригенной юры туркменской части Приамударьинского бассейна (Туркм ПБ) и менее актуальной для глубокопогруженных Мургабского и Предкопетдагского бассейнов. Выявление и оценка перспектив разведки ареалов традиционных и нетрадиционных ресурсов газа терригенной юры тесно переплетаются и взаимно дополняются. Первоочередной эта задача представляется для районов Туркм ПБ, граничащих с узбекской частью Приамударьинского бассейна (Узб ПБ), Ассакеауданским и Кимерек-Бешкентским полями трудноизвлекаемого связанного газа Узбекистана.

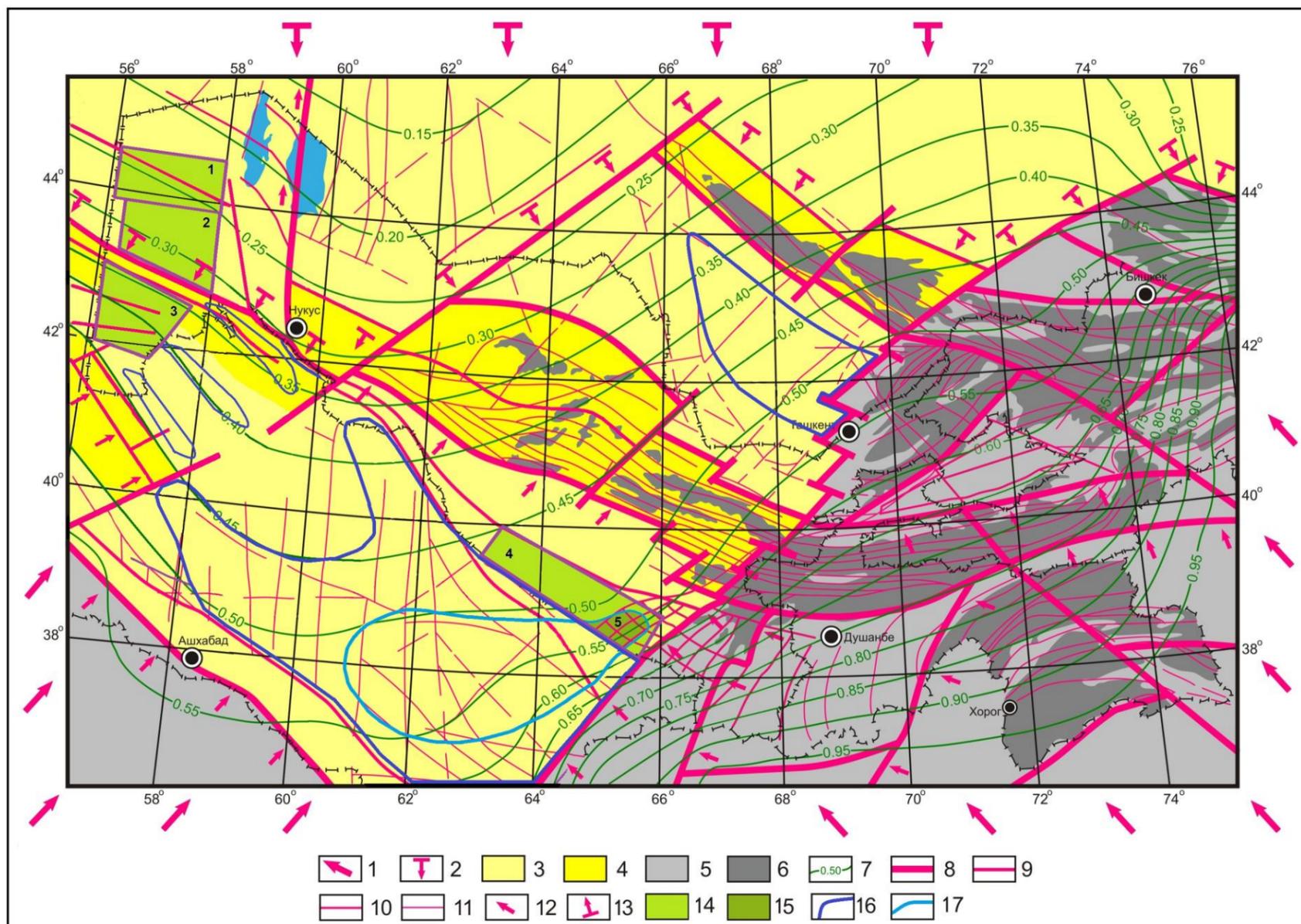


Рис. 1. Местоположение полей трудноизвлекаемого связанного газа Республики Узбекистан на региональной геодинамической карте современного взаимодействия литосферных блоков Центральной Азии (составили Ф.Г. Долгополов, М.Ф. Кувшинова, 2018 г.)

1 - внешние геодинамические силы, 2 - внешние геостатические силы, 3 - платформенные территории, 4 - переходные зоны между платформой и орогеном, 5 - орогенные территории, 6 - контуры выходов на земную поверхность палеозойских образований, 7 - изолинии внутренних геодинамических напряжений, 8 - границы литосферных блоков, 9 - разрывные нарушения I порядка, 10 - разрывные нарушения II порядка, 11 - разрывные нарушения III порядка, 12 - внутренние геодинамические напряжения, 13 - внутренние геостатические напряжения, 14 - поля трудноизвлекаемого связанного газа в составе нижне-среднеюрских угленосных отложений: 1 - Кульбайско Аторбайское, 2 - Аланско-Барсакельмесское, 3 - Ассакеауданское, 4 - Кимерек-Бешикентское, 15 - поле трудноизвлекаемого связанного газа в составе средне-верхнеюрской ходжаипакской свиты: 5 - Ходжаипакское, 16 - ареалы развития нижне-среднеюрских угленосных отложений за пределами Узбекистана, 17 - ареал развития средне-верхнеюрской ходжаипакской свиты в пределах Туркменистана.

Целью данной статьи является предварительный анализ полного цикла промышленного освоения ресурсов Кульбайско-Аторбайского, Аланско-Барсакельмесского, Ассакеауданского и Кимерек-Бешкентского полей трудноизвлекаемого связанного газа из нижне-среднеюрских угленосных отложений на территории Узбекистана, перспектив разведки газа плотных пород в комплексе со свободным газом из отложений терригенной юры, карбонатной юры и неокома на территории Туркменистана на основе имеющихся геолого-геофизических данных с учетом наработанного опыта других стран.

В широком смысле под трудноизвлекаемым связанным газом понимается некоторое остаточное количество углеводородных флюидов, содержащееся в замкнутом поровом пространстве нефтегазоматеринских толщ (shale gas) или пластов угля (coalbed methane), которое образовалось в результате природного преобразования исходного керогена, либо перекрывающих их слабопроницаемых пород (tight gas), куда эти флюиды смогли мигрировать. Его промышленная добыча осуществляется одновременно на обширных полях (field), которые поделены на технологические участки (play), посредством плотной сети горизонтальных, кустовых или вертикальных скважин с помощью многократного гидроразрыва - фрекинга. Средняя плотность добывающих скважин обычно составляет не менее 3 единиц на 1 км². При этом их дебиты обычно ниже, чем при добыче свободного газа, и более соответствуют категории слабых промышленных притоков. Добытый сланцевый газ поступает в газопровод низкого давления (pipeline), являющийся основным элементом газотранспортной инфраструктуры для поставок местному потребителю.

Высокопроницаемые зоны разломов (fault) считаются неблагоприятными для сохранения трудноизвлекаемого связанного газа и проведения многократного гидроразрыва. Обычно они выделяются с помощью сейсморазведочных работ МОГТ-3D в пределах поля разработки. «Сладкими участками» (sweet spots) называются плеи с повышенными содержаниями продукта и наиболее благоприятными условиями разработки. Они предлагаются в первую очередь для привлечения инвесторов и отработки технологий, которая впоследствии тиражируется на все поле. На практике обычно разрабатываются комплексные поля трудноизвлекаемого связанного (сланцевого) газа в продуктивных толщах глинистого сланца и пещего мела (mixed shale & chalk play), глинистого сланца и известняка (mixed shale & limestone play), глинистого сланца, доломита, кварцита и песчаника (mixed shale & dolostone-siltstone-sandstone play), глинистого сланца, известняка, кварцита и песчаника (mixed shale & limestone-siltstone-sandstone play). Недостаточный уровень теоретических знаний о последствиях применения гидроразрыва и количестве получаемого притока на конкретных участках приводит к использованию чисто эмпирических подходов при разработке технологий добычи трудноизвлекаемого связанного газа. В случае трудноизвлекаемого

связанного газа все достоверные оценки запасов и прогнозных ресурсов проводятся после получения промышленных притоков в экспериментально-оценочных скважинах. По суммарной накопленной добыче одно поле сланцевого газа в Соединенных Штатах Америки можно сравнить с крупным или гигантским месторождением свободного газа, потребовавшим для своего освоения астрономическую сумму капитальных вложений.

В русскоязычной геологической литературе понятию «сланцевый газ» более всего подходит определение «остаточный связанный газ», который генерируется естественным путем из рассеянного органического вещества нефтегазоматеринских осадочных толщ. В повседневной практике такие породы редко именуется сланцами. Обычно они называются глинами или аргиллитами, а чаще конкретными свитами. В англоязычной литературе, напротив, термин «глинистый сланец» имеет широкое применение ко всем разновидностям литифицированных осадочных горных пород, включая нефтегазоматеринские. Их следует отличать от термина «mud» (глина), обозначающего пластичный нелитифицированный осадок. Поэтому для определения объекта исследования используется понятие «трудноизвлекаемый связанный газ». Указанные неточности перевода служат главной причиной большого разброса оценок мировых прогнозных ресурсов сланцевого газа, базирующегося исключительно на различных литературных источниках. Следует также отметить, что добываемый в мире «трудноизвлекаемый связанный (сланцевый) газ» не имеет никакого отношения к каким-либо другим разновидностям кристаллических, метаморфических и отчасти «горючих» сланцев.

Разработанные авторами геолого-геофизические модели Кульбайско-Аторбайского, Аланско-Барсакельмесского, Ассакеауданского и Кимерек-Бешкентского полей трудноизвлекаемого связанного газа служат более точному отображению перспективных толщ в условиях их естественного залегания. Они состоят из комплекта однотипных карт (геолого-геофизической изученности, тектонического районирования, изогипс подошвы, середины, кровли, изопахит и др.) с системой продольных и поперечных геологических разрезов. Указанные модели позволяют выделить перспективные участки с высокой сохранностью трудноизвлекаемого связанного газа. Принципиальным отличием этих моделей является установленная разломно-блоковая дислоцированность перспективных толщ, которая обусловлена неоген-четвертичным геодинамическим режимом литосферы Центральной Азии [Тухтаев и др., 2018; Абдуллаев, Долгополов, 2019] (см. рис. 1).

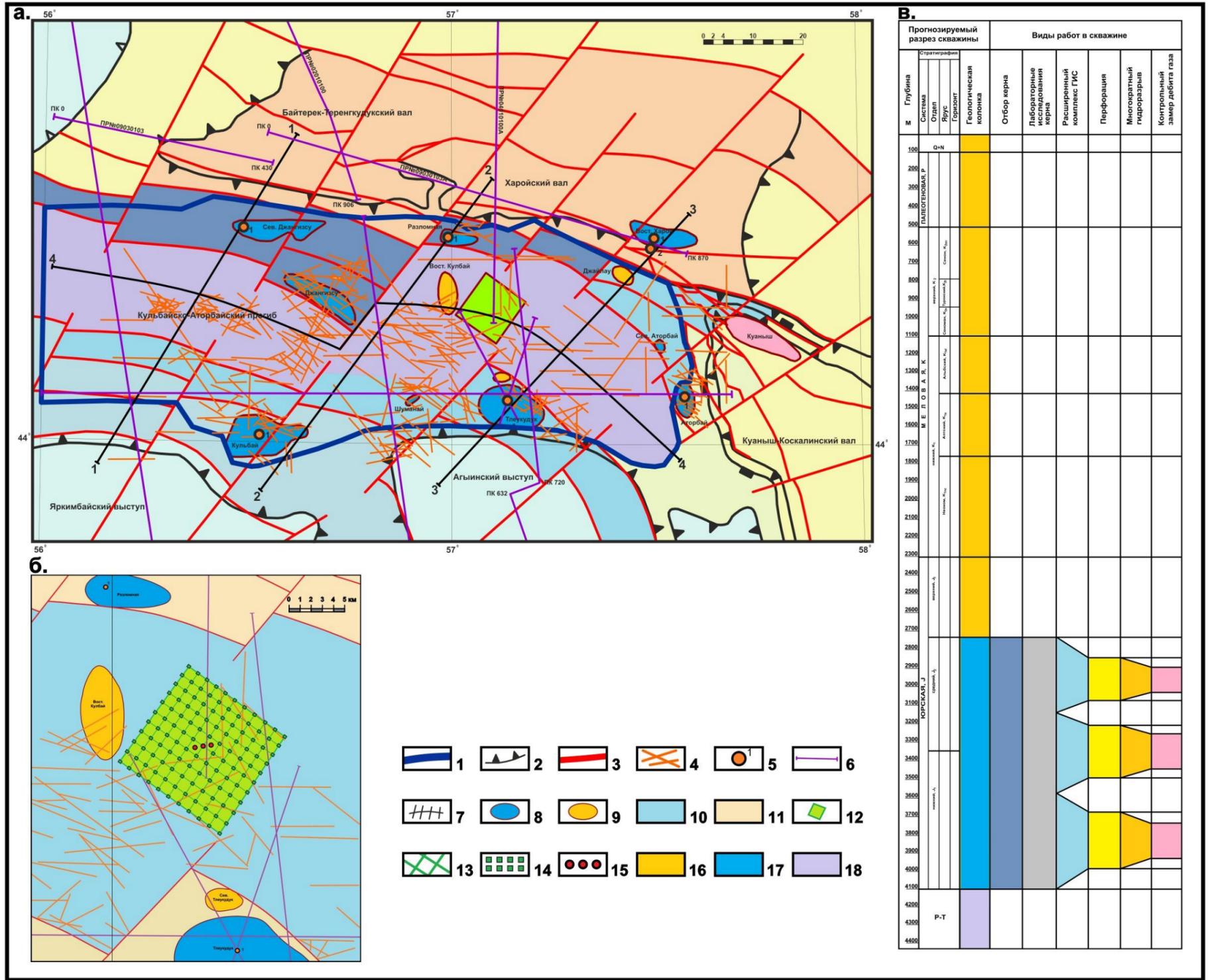


Рис. 2. Схема размещения опытного полигона (а), объемов геофизических работ (б) и скважинных исследований (в) в интервале нижне-среднеюрских угленосных отложений Кульбайско-Аторбайского поля трудноизвлекаемого связанного газа (составили Ф.Г. Долгополов, М.Ф. Кувшинова, 2023 г.)

1 - границы ареала нижне-среднеюрских угленосных отложений, 2 - границы геотектонических элементов, 3 - разрывные нарушения, 4 - системы линеаментов по данным космодешифрирования, 5 - скважины, вскрывшие нижне-среднеюрскую угленосную толщу, 6 - сейсмические профили МОГТ-2D, 7 - система поперечных и продольных геологических разрезов, 8 - подготовленные локальные структуры, 9 - выявленные локальные структуры, 10 - перспективные площади, 11 - бесперспективные и малоперспективные площади, 12 - рекомендуемая территория опытного полигона (плея), 13 - рекомендуемые сейморазведочные трассы «cross» и «line», 14 - рекомендуемые пункты электроразведки МТЗ, гравиразведки и магниторазведки, 15 - рекомендуемые экспериментально-оценочные скважины, 16 - перекрывающие мезозой-кайнозойские отложения, 17 - нижне-среднеюрские угленосные отложения, 18 - подстилающие пермо-триасовые отложения.

Модель Кульбайско-Аторбайского поля трудноизвлекаемого связанного газа отображает протяженный асимметричный прогиб, заполненный ниже-среднеюрскими угленосными отложениями повышенной мощности. Благодаря наличию двух встречных регматических систем наклонных и сдвиговых разрывных нарушений по южному и северному бортам его региональное простирание плавно меняется от суб-широтного до юго-восточного. Южный борт прогиба ограничен системой надвигов с южным и юго-западным падением плоскостей разрывов. Северный борт прогиба представлен системой поддвигов с северным и северо-восточным падением плоскостей разрывов. Простирание суб-вертикальных сдвигов изменяется от север-северо-восточного до северо-восточного. Крупный региональный сдвиг разделяет на две примерно равные части, различающиеся ориентацией своих структурных планов. Максимальное погружение блоков с увеличением мощности ниже-среднеюрских угленосных отложений наблюдается в северной прибортовой части прогиба. Для них также характерна сильная дислоцированность и раздробленность. В качестве наиболее благоприятных условий для сохранения трудноизвлекаемого связанного газа следует рассматривать центральную часть прогиба вне зон крупных сдвигов и с небольшой плотностью разрывных нарушений и линеаментов (рис. 2а).

Модель Аланско-Барсакельмесского поля трудноизвлекаемого связанного газа отображает крупную отрицательную мегаструктуру с двумя зонами погружения в виде Аланской депрессии и Барсакельмесского прогиба и разделяющих их Агыйнским выступом. Она заполнена ниже-среднеюрскими отложениями повышенной мощности. Три регматические системы наклонных и сдвиговых разрывных нарушений формируют ее веерообразный структурный план с полюсом разворота в районе Яркимбайского выступа. Южной надвиговой границей мегаструктуры выступает Центрально-Устюртская система дислокаций. На востоке по системе поддвигов она граничит с Куаныш-Коскалинским и Акманказганским валами. При этом простирание систем встречных надвигов и поддвигов внутри самой структуры изменяется с северо-западного до суб-меридионального. Простирание сдвигов - также плавное: от северо-восточного до восток-северо-восточного. Максимально погруженные блоки с увеличенной мощностью ниже-среднеюрских угленосных отложений отмечаются в центральных частях обеих погруженных зон. Наиболее благоприятными условиями для сохранения трудноизвлекаемого связанного газа характеризуется центральная часть Аланской депрессии, где наблюдается нормальное залегание слоев с небольшой плотностью разрывных нарушений (рис. 3а).

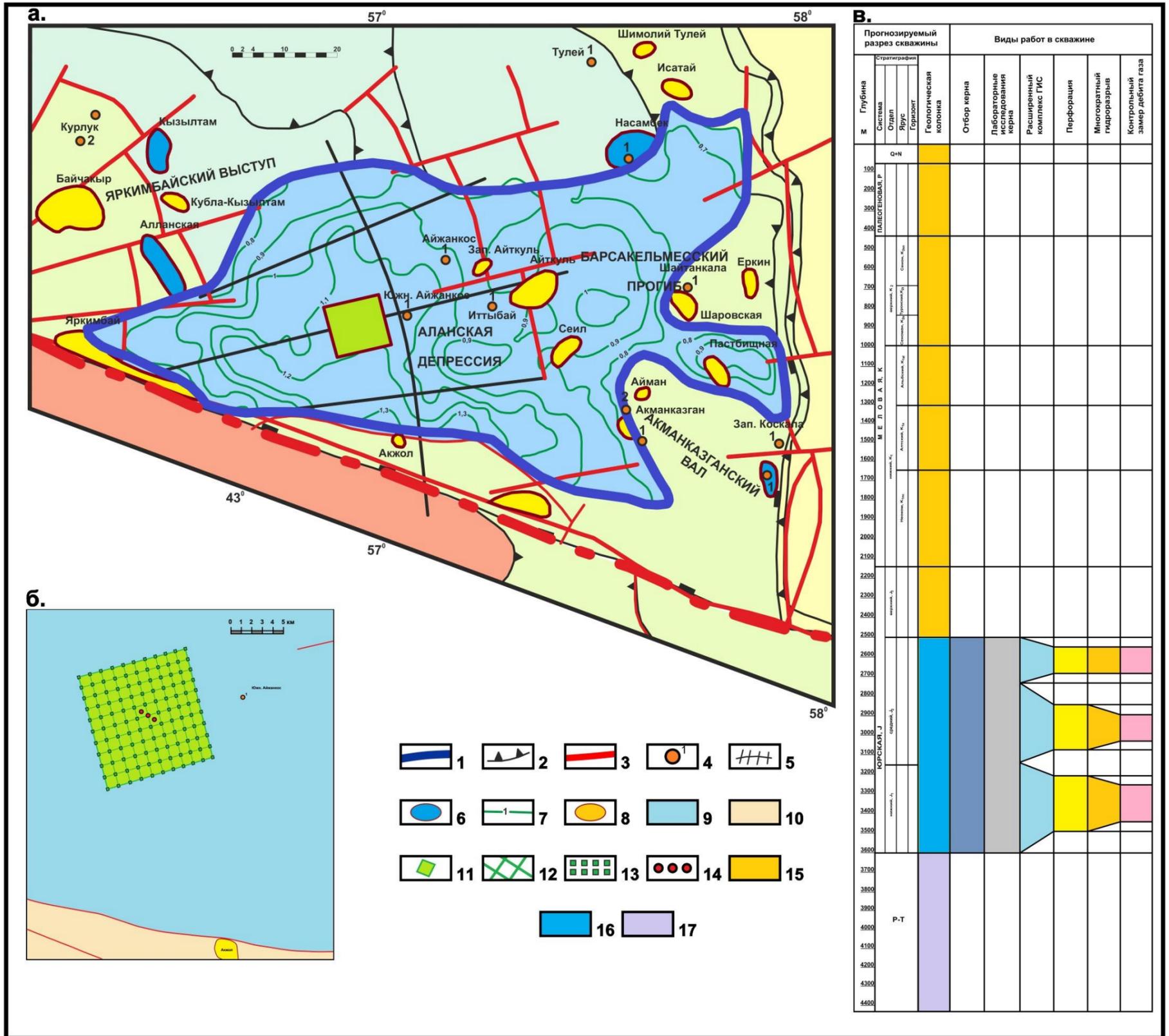


Рис. 3. Схема размещения опытного полигона (а), объемов геофизических работ (б) и скважинных исследований (в) в интервале нижне-среднеюрских угленосных отложений Аланско-Барсакельмесского поля трудноизвлекаемого связанного газа (составили Ф.Г. Долгополов, М.Ф. Кувшинова, 2023г.)

1 - границы ареала нижне-среднеюрских угленосных отложений, 2 - границы геотектонических элементов, 3 - разрывные нарушения, 4 - скважины вскрывшие нижне-среднеюрские угленосные отложения, 5 - система поперечных и продольных геологических разрезов, 6 - подготовленные локальные структуры, 7 - изопахиты нижне-среднеюрских отложений, 8 - выявленные локальные структуры, 9 - перспективные площади, 10 - бесперспективные и малоперспективные площади, 11 - рекомендуемая территория опытного полигона (плея), 12 - рекомендуемые сейсморазведочные трассы «cross» и «line», 13 - рекомендуемые пункты электроразведки МТЗ, гравиразведки и магниторазведки, 14 - рекомендуемые экспериментально-оценочные скважины, 15 - перекрывающие мезозой-кайнозойские отложения, 16 - нижне-среднеюрские угленосные отложения, 17 - подстилающие пермо-триасовые отложения.

Модель Ассакеауданского поля трудноизвлекаемого связанного газа отображает субширотный асимметричный прогиб с увеличенной мощностью ниже-среднеюрских угленосных отложений. Его структурный план контролируется по южному и северному бортам двумя регматическими системами наклонных и сдвиговых разрывных нарушений. Южный борт прогиба сложен системой надвигов с юго-западным падением плоскостей разрывов. Северный борт ограничен системой поддвигов с север-северо-восточным падением плоскостей разрывов. Простираие суб-вертикальных сдвигов изменяется от север-северо-восточного до северо-восточного. Максимальное погружение блоков и увеличенные мощности ниже-среднеюрских угленосных отложений наблюдаются в северной прибортовой части прогиба. Однако там они подвержены и максимальным дислокациям, что вызывает нарушение сплошности пород и негативно сказывается на сохранности связанного газа. В качестве наиболее благоприятных условий для его сохранения более всего подходит центральная часть прогиба, характеризующаяся небольшой плотностью разрывных нарушений (рис. 4а).

Модель Кимерек-Бешкентского поля трудноизвлекаемого связанного газа отображает совокупность ареалов распространения ниже-среднеюрских угленосных отложений и верхнеюрской ходжаипакской свиты на территории Чарджоуской ступени и Бешкентского прогиба. С севера оно ограничено Учбаш-Каршинской флексурно-разрывной зоной (ФРЗ), обладающей сложным поддвигово-сдвиговым характером дислокаций. На юге его пределом выступает государственная граница Республики Узбекистан. На востоке в качестве тектонической границы служит система надвигово-сдвиговых зон Юго-западно-Гиссарской мегантиклинали. При этом структурные планы Чарджоуской ступени и Бешкентского прогиба характеризуются ортогональными простираиями своих главных геоструктурных элементов, которые контролируются двумя различными регматическими системами наклонных и сдвиговых разрывных нарушений. Структурный план Чарджоуской ступени унаследован от погребенной палеорифтовой системы. В качестве перспективных структур там выступают Каракульский и Кушабский прогибы с повышенной мощностью нижеюрских угленосных отложений в 600-800 м. Структурный план Бешкентского прогиба сформирован веерообразной регматической системой наклонных и сдвиговых разрывных нарушений, контролирующей чередование линейных гребневидных валов прогибов второго порядка. Перспективными объектами следует считать узкие линейные прогибы между Айзоватским, Камашинским и Нишанским валами. В их разрезах присутствуют как верхнеюрская ходжаипакская свита, так и ниже-среднеюрские угленосные отложения. В качестве негативного фактора следует учитывать высокую плотность разрывных нарушений и линеаментов (рис. 5а).

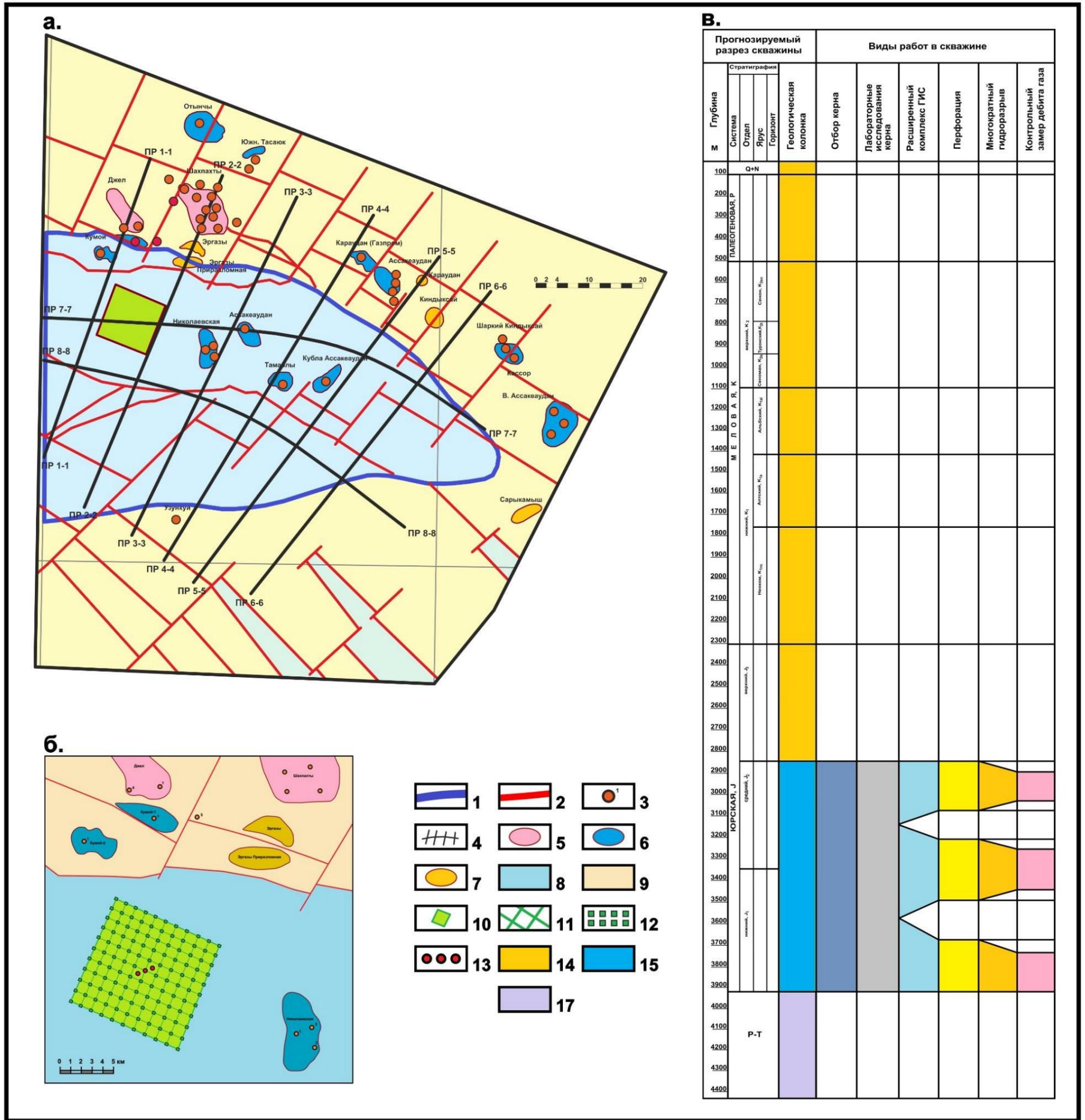


Рис. 4. Схема размещения опытного полигона (а), объемов геофизических работ (б) и скважинных исследований (в) в интервале нижне-среднеюрских угленосных отложений Ассакеауданского поля трудноизвлекаемого связанного газа
(составили Ф.Г. Долгополов, М.Ф. Кувшинова, 2023 г.)

1 - границы ареала нижне-среднеюрских угленосных отложений, 2 - разрывные нарушения, 3 - скважины, вскрывшие нижне-среднеюрскую угленосную толщу, 4 - система поперечных и продольных геологических разрезов, 5 - месторождения свободного газа, 6 - подготовленные локальные структуры, 7 - выявленные локальные структуры, 8 - перспективные площади, 9 - бесперспективные и малоперспективные площади, 10 - рекомендуемая территория опытного полигона (плея), 11 - рекомендуемые сейсморазведочные трассы «cross» и «line», 12 - рекомендуемые пункты электроразведки МТЗ, гравиразведки и магниторазведки, 13 - рекомендуемые экспериментально-оценочные скважины, 14 - перекрывающие мезозой-кайнозойские отложения, 15 - нижне-среднеюрские угленосные отложения, 16 - подстилающие пермо-триасовые отложения.

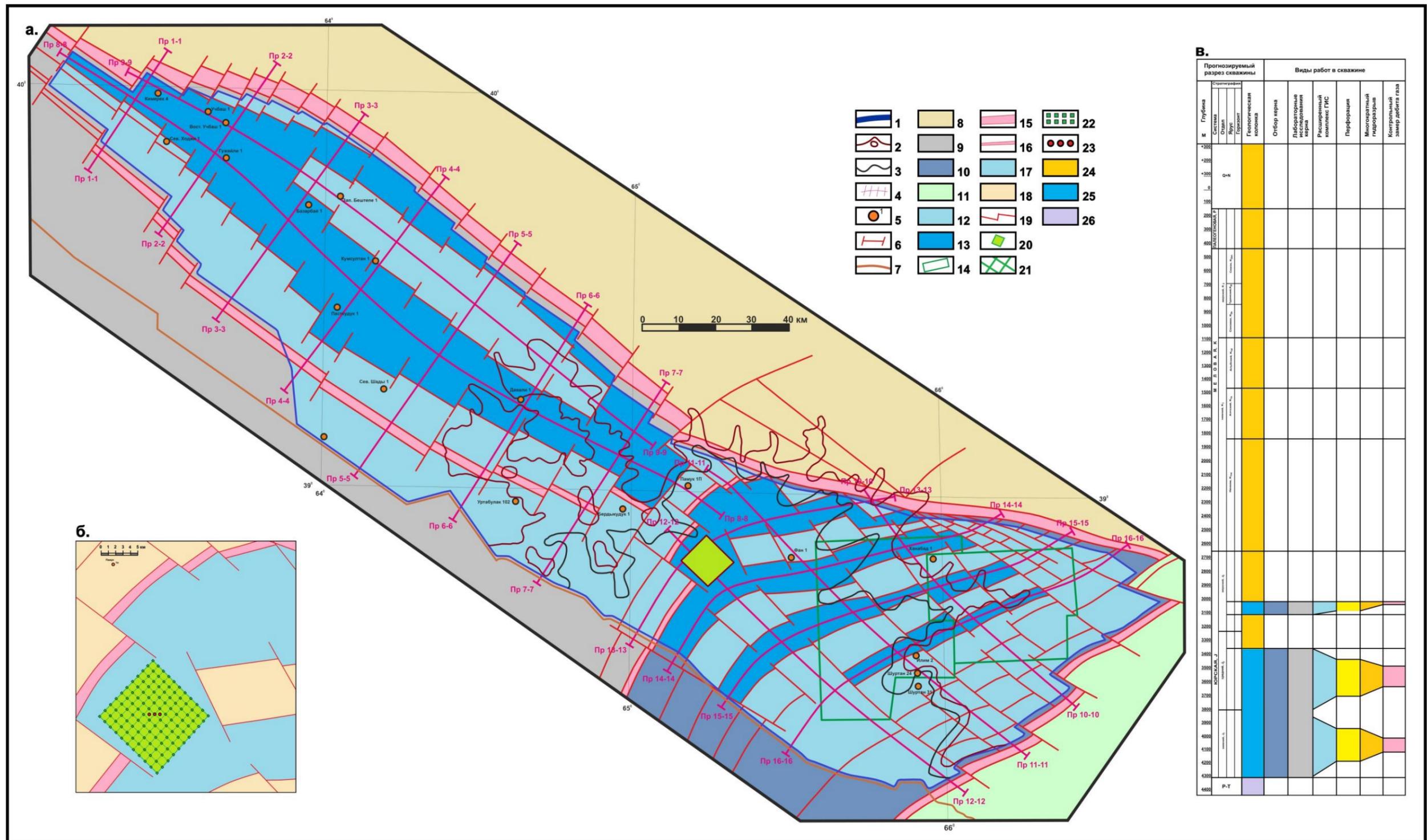


Рис. 5. Схема размещения опытного полигона (а), объемов геофизических работ (б) и скважинных исследований (в) в интервале верхнеюрской ходжаипакской свиты и ниже-среднеюрских угленосных отложений Кимерек-Бешкентского поля трудноизвлекаемого связанного газа (составили Ф.Г. Долгополов, М.Ф. Кувшинова, 2023 г.)

1 - границы ареала ниже-среднеюрских угленосных отложений, 2 - разрывные нарушения, 2 - граница распространения барьерного и одиночных рифов, 3 - граница ложа депрессии, 4 - система поперечных и продольных геологических разрезов, 5 - скважины, вскрывшие ниже-среднеюрскую угленосную толщину, 6 - регматическая система наклонных и сдвиговых разрывных нарушений, 7 - государственная граница Республики Узбекистан, 8 - Бухарская тектоническая ступень, 9 - Чарджоуская тектоническая ступень, 10 - Бешкентский прогиб, 11 - Юго-Западно-Гиссарская мегаантиклиналь, 12 - ареал повышенной мощности ниже-среднеюрских угленосных отложений, 13 - погруженные участки ниже-среднеюрских угленосных отложений, 14 - участки сейсморазведочных работ МОГТ-3D, 15 - ФРЗ 1-го порядка, 16 - ФРЗ 2-го порядка, 17 - перспективные площади, 18 - бесперспективные и малоперспективные площади, 19 - разрывные нарушения 3-го порядка, 20 - рекомендуемая территория опытного полигона (плея), 21 - рекомендуемые сейсморазведочные трассы «cross» и «line», 22 - рекомендуемые пункты электроразведки МТЗ, гравиразведки и магниторазведки, 23 - рекомендуемые экспериментально-оценочные скважины, 24 - перекрывающие мезозой-кайнозойские отложения, 25 - ниже-среднеюрские угленосные отложения, 26 - подстилающие пермо-триасовые отложения.

Завершая краткую характеристику полей трудноизвлекаемого связанного газа в Республике Узбекистан, необходимо отметить, что за исключением ареала распространения верхнеюрской ходжаипакской свиты, все они не имеют пока геологических аналогов в мировой практике. Их перспективные толщи представлены тонкослоистыми слабопроницаемыми разрезами с равномерным распределением угольных пропластков толщиной менее 1 см. При значительном генерационном потенциале газоматеринских пород характер распределения в них интервалов с повышенным содержанием связанного газа практически не изучен. Остается также нерешенным вопрос об увеличении недостаточной продуктивной мощности верхнеюрской ходжаипакской свиты за счет нижележащих секций высокогамманной пачки. Гидроразрывной обработке газосланцевых полей обычно подвергаются продуктивные слои толщиной от 30 до 150 м с высоким содержанием продукта. По этой же причине выбор самого перспективного поля из четырех имеющихся в настоящее время не представляется возможным. Для снижения геологических рисков однотипные научно-исследовательские работы целесообразно продолжить в пределах всех четырех полей.

Выбор местоположения четырех опытных полигонов с одинаковой площадью 100 км² осуществлялся авторами из ГУ «ИГИРНИГМ» на основе следующих критериев: соответствие направлениям местной регматической системы разрывных нарушений, повышенная мощность перспективной толщи, низкая плотность мелких разломов и линеаментов. Для картирования главных поверхностей перспективной толщи и зон разрывных нарушений внутри полигона планируется использовать комплекс геофизических методов, включающий сейсморазведку МОГТ-3D, электроразведку МТЗ, а также высокоточную гравиразведку и магниторазведку. Системы полевых наблюдений представляют собой квадратный участок сейсморазведочных работ МОГТ-3D повышенной плотности с наложенной на него сеткой из 10 поперечных (cross) и 10 продольных (line) геофизических профилей с шагом 1 км, составляющих 100 физических точек.

Опытный полигон в пределах Кульбайско-Аторбайского поля расположен в 2 км к востоку от площади Востный Кулбай и в 7 км к северу от площади Глеукудук с ориентацией сторон в северо-восточном направлении. Прогнозируемый разрез характеризуется мощностью нижне-среднеюрских угленосных отложений порядка 1300-1400 м. Система полевых геофизических наблюдений для детализации перспективной толщи ориентирована по азимутам 40⁰ и 130⁰ (см. рис. 2б). Опытный полигон в пределах Аланско-Барсакельмесского поля расположен в 4 км к западу от скважины Южный Айжанкос. Прогнозируемый разрез характеризуется мощностью нижне-среднеюрских угленосных отложений порядка 1100-1200 м. Система полевых геофизических наблюдений для детализации перспективной толщи ориентирована по азимутам 167⁰ и 257⁰ (см. рис. 3б). Опытный полигон в пределах

Ассакеауданского поля расположен в 4,5 км к югу от площади Кумой-2 и в 6 км к западу от площади Николаевская. Прогнозируемый разрез характеризуется мощностью ниже-среднеюрских угленосных отложений 1100-1200 м. Система полевых геофизических наблюдений для детализации перспективной толщи ориентирована по азимутам 25° и 115° (см. рис. 4б). Опытный полигон в пределах Кимерек-Бешкентского поля расположен в 12 км к югу от площади Памук. Прогнозируемый разрез характеризуется мощностями ниже-среднеюрских угленосных отложений 1600-1800 м, верхнеюрской высокогаммной пачки 100 м и ходжаипакской свиты 10 м. Система полевых геофизических наблюдений для детализации перспективной толщи ориентирована по азимутам 127° и 217° с шагом в 1 км (см. рис. 5б).

Полученная геофизическая информация должна обеспечить достоверное картирование в трехмерном геологическом пространстве всех четырех опытных полигонов основных структурных поверхностей и зон разрывных нарушений для последующего определения точек заложения первых экспериментально-оценочных скважин. Для снижения технологических рисков на начальном этапе их количество должно быть не менее трех в центральной части опытного полигона. Система из трех оценочных скважин предназначена для разработки технологии получения промышленных притоков трудноизвлекаемого связанного газа на территории всего опытного полигона (плея) посредством 100-150 добывающих скважин, точное количество которых может быть определено лишь в процессе разработки. Перед этим в каждой из оценочных скважин необходимо выполнить следующие обязательные процедуры: массовый отбор и лабораторные исследования керна, расширенный комплекс ГИС, выделение продуктивных интервалов, перфорация, многократный гидроразрыв, замер дебитов извлеченного газа и др. При этом все виды скважинных работ в пределах каждого полигона остаются неизменными, а их объемы зависят только от свойств конкретных геологических разрезов. Абсолютные отметки проектных забоев экспериментально-оценочных скважин в пределах Кульбайско-Аторбайского, Аланско-Барсакельмесского, Ассакеауданского и Кимерек-Бешкентского опытных полигонов составляют соответственно -4200 м, -3700 м, -4000 м и -4300 м. Интервалы перспективных ниже-среднеюрских угленосных отложений залегают на абсолютных отметках «минус» 2750-4100 м, 2500-3600 м, 2850-3925 м и 3350-4300 м. Их мощности составляют 1350, 1100, 1075 и 950 м. Все породы представлены тонкослоистыми песчано-глинистыми разрезами с многочисленными угольными пропластками при практически полном отсутствии хороших коллекторов. Интервал верхнеюрской ходжаипакской свиты и высокогаммной пачки, который представлен черными глинистыми сланцами с рассеянным органическим веществом, составляет от -3000 до -3100 м при общей мощности 100 м (см. рис. 2в, 3в, 4в, 5в).

Следует отметить, что все наблюдаемые различия в глубинах залегания и мощностях продуктивных толщ всех вышеуказанных полей не являются их конкурентными преимуществами до получения промышленных притоков трудноизвлекаемого связанного газа в пределах опытных полигонов. После получения промышленных притоков с отработкой соответствующей технологии, разбуриванию плотной сеткой добывающих скважин подлежит вся территория поля, за исключением ранее выделенных зон разрывных нарушений. Затем, после проведения необходимых геофизических работ, в разработку опытным путем вводится следующий плей и т.д. до полного освоения всего поля трудноизвлекаемого связанного газа. При этом общий фонд добывающих скважин должен составить несколько тысяч единиц. Если добавить к этому необходимость создания газотранспортной инфраструктуры низкого давления и поиск местного потребителя, то реальное освоение такого нетрадиционного ресурса выглядит очень затратным, трудоемким и несвоевременным.

В настоящее время все нефтегазоносные осадочные бассейны Узбекистана находятся в активной фазе разработки месторождений свободного газа. На повестку дня встает проблема поисков и разведки глубокозалегающих залежей в нижних горизонтах осадочного чехла и подчехольного палеозойского комплекса. Ее решение требует разработки современной теоретической базы, где объектами изучения выступают отдельные очаги нефтегазогенерации, дренирующие их регматические системы и различные локальные структуры, расположенные в зонах разгрузки углеводородных флюидов. Поэтому современное экспериментальное изучение ключевых параметров нефтегазоматеринских толщ в сочетании с объемным картированием зон разрывных нарушений в пределах всех четырех опытных полигонов соответствует указанному направлению нефтегазогеологической науки и является актуальным и своевременным.

На сегодняшний день промышленная добыча продукта в пределах Кульбайско-Аторбайского, Аланско-Барсакельмесского, Ассакеауданского и Кимерек-Бешкентского полей трудноизвлекаемого связанного газа не может быть конкурентоспособной в сравнении с разработкой традиционных залежей свободного газа на территориях Устюртского и Бухаро-Хивинского нефтегазоносных регионов. Их разработка может быть возможной лишь в отдаленной перспективе благодаря появлению новых инновационных технологий «безфрекинговой» интенсификации притоков и сокращения фонда добывающих скважин. Объективное истощение сырьевой базы углеводородов может быть восполнено со значительно меньшими капитальными затратами за счет вовлечения в геологоразведочный процесс глубоководных локальных объектов нижних горизонтов осадочного чехла и подчехольного палеозойского комплекса на основе разработки новой модели нефтегазообразования. Для этого рекомендуется проведение ограниченных объемов

геофизических работ и глубокого бурения в пределах всех четырех опытных полигонов для более детального изучения возможных очагов нефтегазогенерации.

В пределах Каракумской газонефтеносной провинции к трудноизвлекаемым источникам газа можно отнести плотные низкопроницаемые породы терригенной юры в Приамударьинском, Ассакеауданском, Северо-Туркменском, Мургабском и Предкопетдагском бассейнах, а также плотные существенно глинизированные интервалы разреза карбонатной юры и неокома. Низкопроницаемыми считаются пласты с матричной проницаемостью ниже 10 мД для нефти и ниже 1,0-0,1 мД для газа [Тер-Саркисов и др., 2003]. Выбор терригенной юры в качестве одного из базовых комплексов для поисков традиционного свободного газа и псевдо-нетрадиционного газа плотных пород дополнительно определяется её высокими геохимическими показателями содержания $S_{орг}$ (до 2%) и битумов. Это позволяет рассматривать её в качестве основной нефтегазоматеринской толщи Каракумской провинции [Акрамходжаев, 2019; Геология и газонефтеносность..., 2017; Мелихов, 1998; Мелихов, Сибирёв, 2003; Brunet et al., 2017].

Понятия псевдо-нетрадиционный газ плотных пород по классификации (ВНИИГаз, 2003 г.), газ плотных пород и tight gas являются синонимами, элементами более общего понятия трудноизвлекаемого связанного газа. Газ плотных пород не обязательно связан только с нефтегазоматеринской толщей, как в рассматриваемом случае с терригенной юрой, обогащённой $S_{орг}$. В плотных и глинизированных интервалах карбонатной юры и карбонатно-терригенного неокома такой газ в Туркменистане также содержится в значительных концентрациях. Этим интервалам разреза в статье уделено определённое внимание, главным образом в разработке плеев и рекомендаций поисково-разведочных работ на газ и нефть. Изучение газа плотных пород осуществляется параллельно с разведкой скоплений свободного газа.

По Каракумской провинции представлены следующие региональные построения: структурная схема подошвы и схема толщины терригенной юры (рис. 6а, б), карта мощности, палеотектоники, продуктивности и перспектив газонефтеносности этого интервала разреза (рис. 7), упрощённая, русифицированная карта нефтегазогеологического районирования, фонда структур и месторождений нефти и газа Восточного, Центрального и Северного Туркменистана (рис. 8).

В Туркменистане разрезы терригенной юры в погруженных районах представлены в основном аргиллито-сланцевыми толщами с подчинённым содержанием невыдержанных песчано-алевролитовых пачек, пластов и прослоев, они являются благоприятными для газонефтенаккумуляции преимущественно в средне-низкопроницаемых интервалах, аккумулирующих свободный газ и газ плотных пород [Геология и газонефтеносность..., 2017].

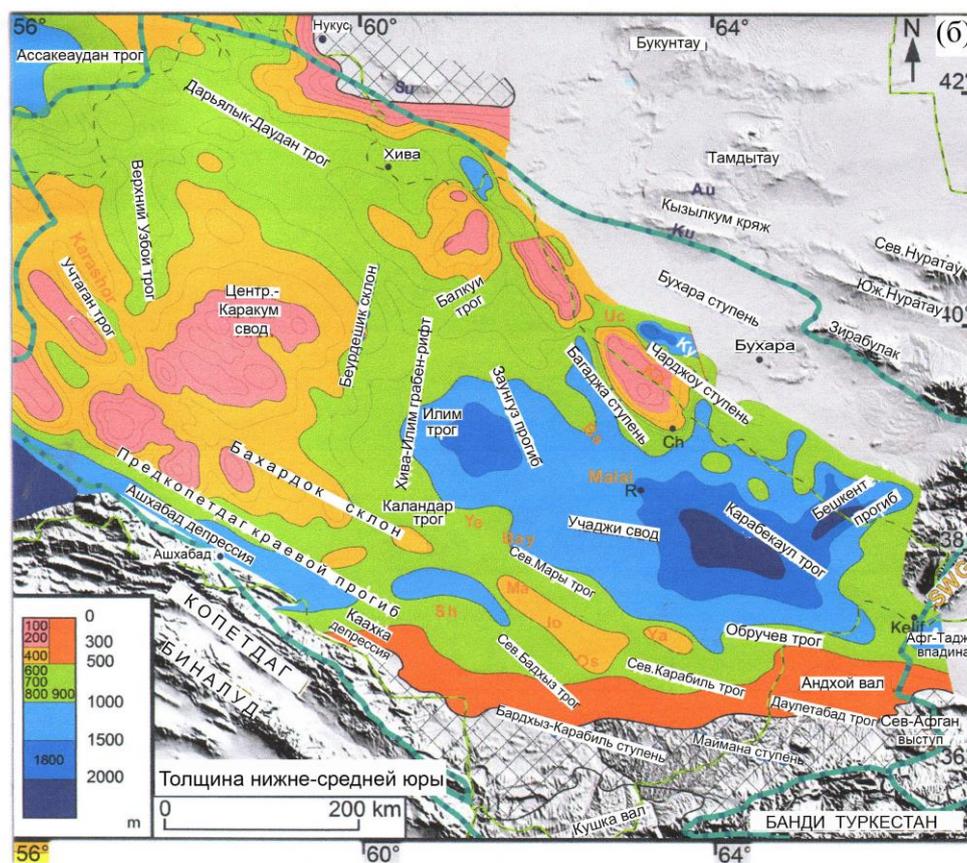
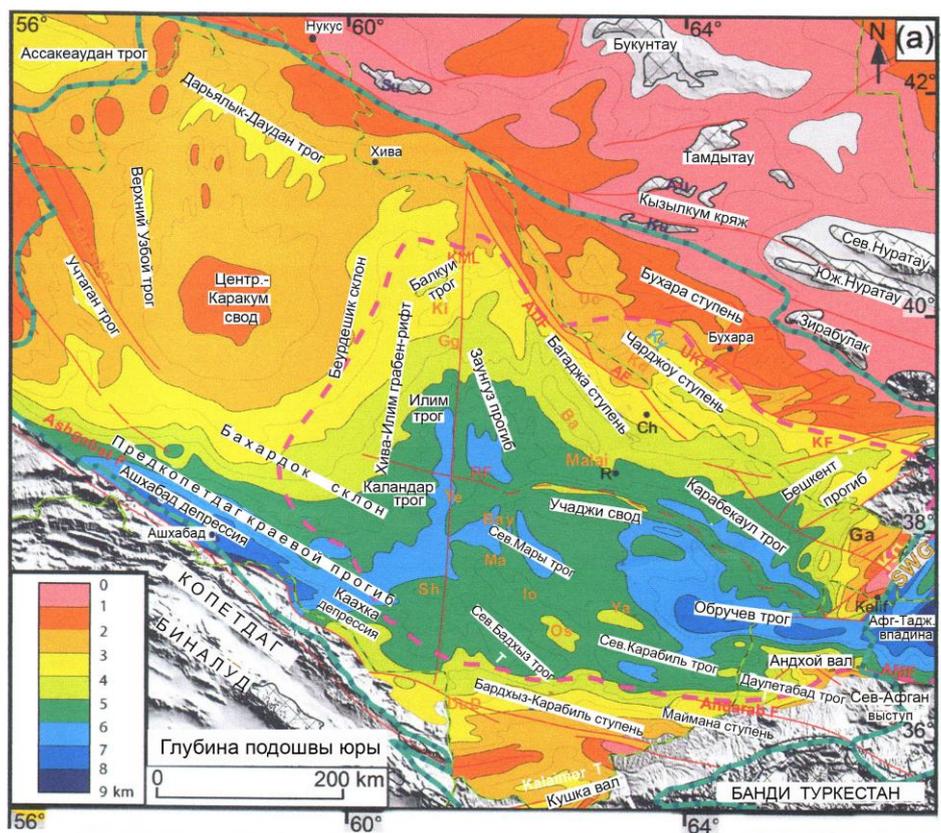


Рис. 6. Структурная карта подошвы юрских отложений (а) и палеотектоническая карта нижне-среднеюрского терригенного комплекса (б) Каракумской газонефтеносной провинции [Геология и газонефтеносность..., 2017; Brunet et al., 2017]

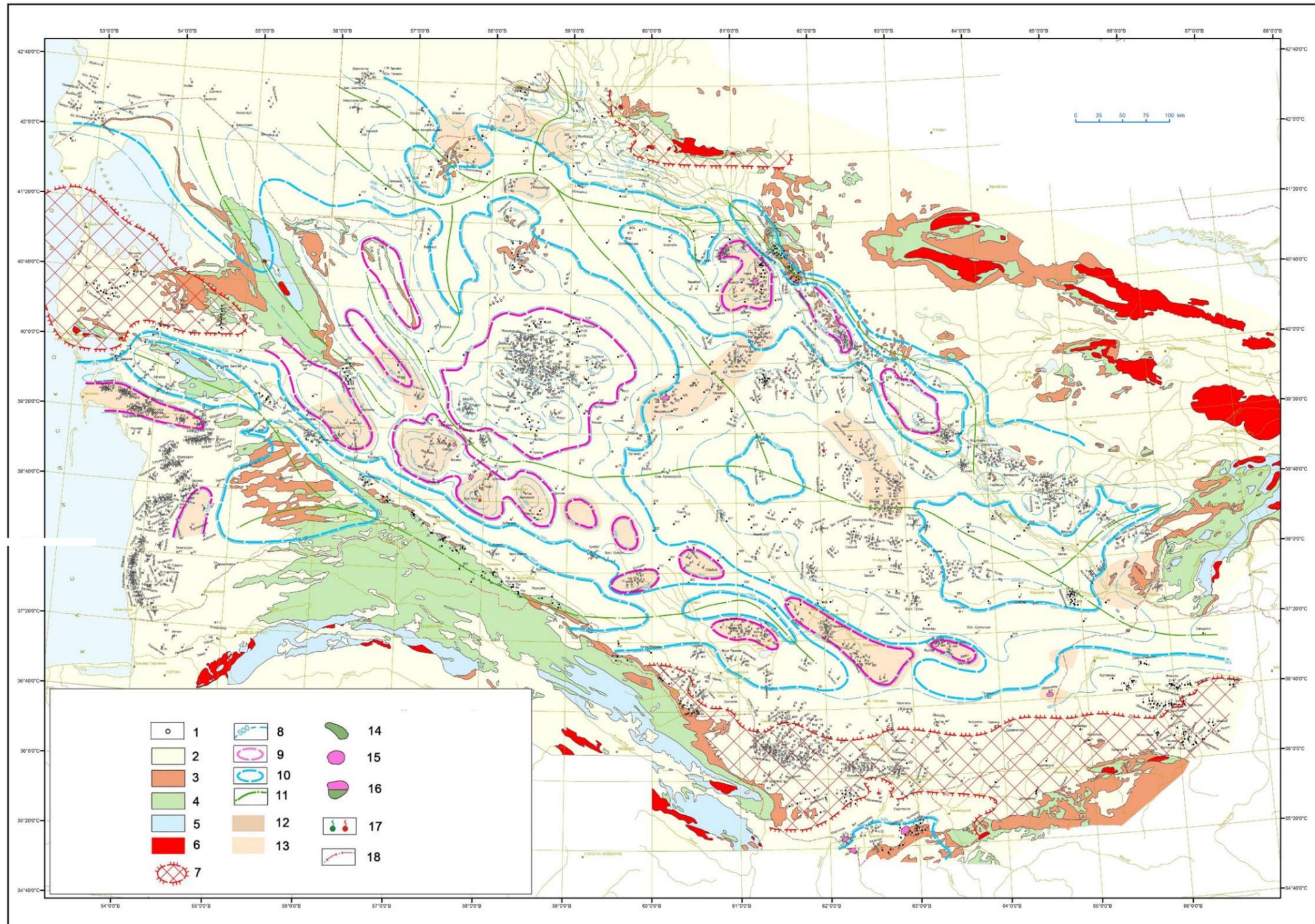


Рис. 7. Карта мощности, палеотектоники, продуктивности и перспектив газонефтеносности ниже-среднеюрского комплекса Каракумской провинции [Геология и газонефтеносность..., 2017]

1 - глубокие скважины; 2-6 - выходы на дневную поверхность: 2 - неогена-антропогена, 3 - палеогена, 4 - мела, 5 - юры, 6 - доюрских образований; 7 - выпадение из разреза нижнесреднеюрского комплекса отложений; элементы региональной палеотектоники: 8 - изопахиты комплексов отложений, 9 - региональные палеоподнятия, 10 - региональные палеодепрессии, 11 - региональные палеотальвеги; категории перспективности на газ и нефть (приближенная авторская качественная оценка): 12 - высокоперспективные, 13 - перспективные; месторождения нефти и газа: 14 - нефтяные, 15 - газовые, газоконденсатные, 16 - газонефтяные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные; 17 - нефтегазопроявления; 18 - государственные границы.

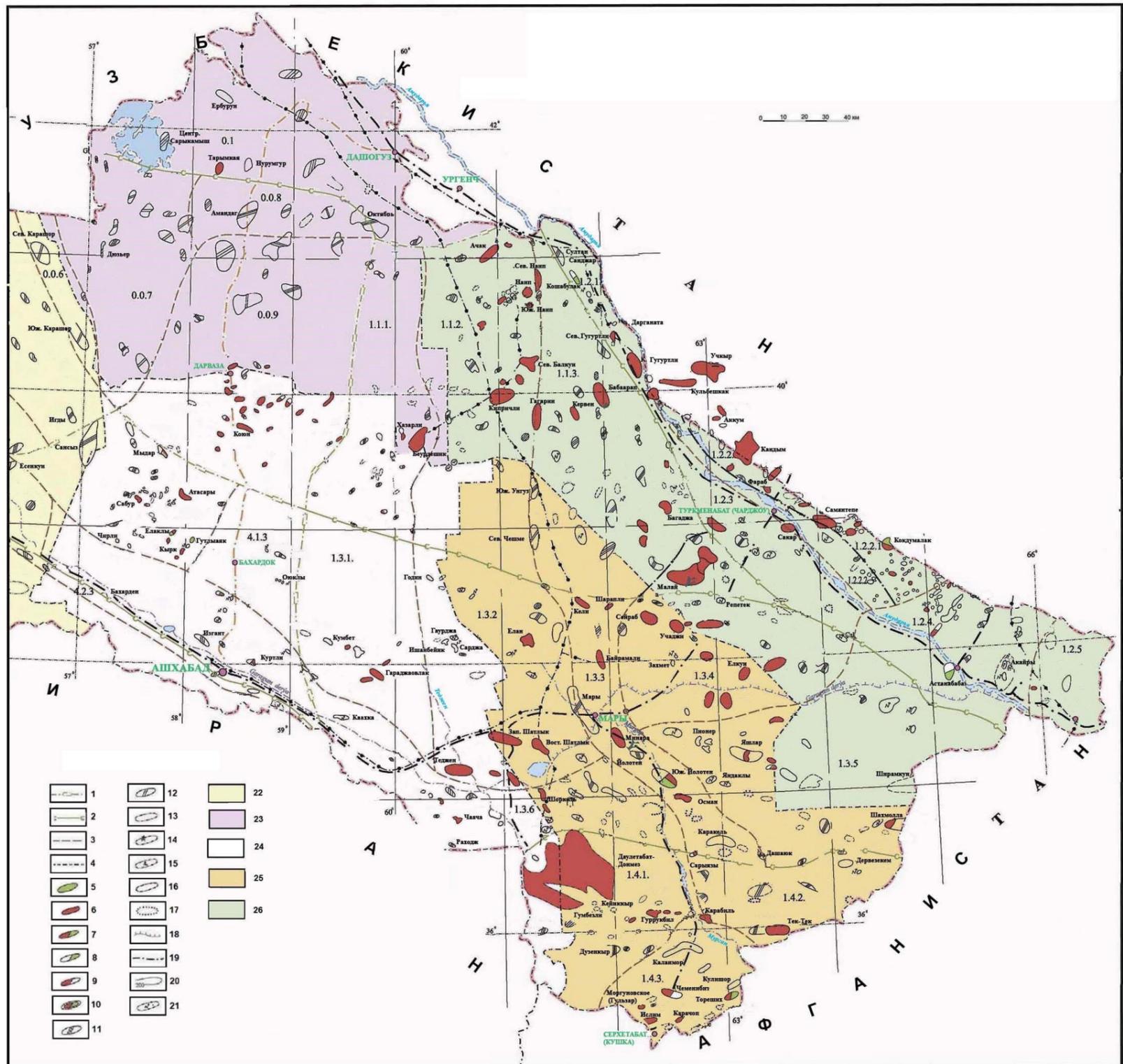


Рис. 8. Карта нефтегазогеологического районирования, фонда структур и месторождений нефти и газа Восточного, Центрального и Северного Туркменистана

(Министерство нефтегазовой промышленности и минеральных ресурсов Туркменистана, 2006 г.) (упрощенный, русифицированный вариант)
 Границы НГП, 2 - границы НГО, 3 - границы НГР, 4 - административные границы валиатов, 5 - нефтяные месторождения, 6 - газовые месторождения, 7 - нефтегазовые и газонефтяные месторождения, 8 - разведочные площади с притоком и проявление газа, 9 - разведочные площади с притоком и проявлением нефти, 10 - месторождения нефти и газа, временно законсервированные, 11 - площади, пребывающие в разведке и выведенные из фонда, 12 - площади, подготовленные к разведке, 13 - площади, пребывающие в бурении, 14 - площади опорного бурения, 15 - площади, подготовленные геолого-структурной съемкой, 16 - выявленные структуры, 17 - предполагаемые структуры, 18 - Каракумский канал, 19 - железная дорога, 20 - изобаты, 21 - площади, подготовленные геофизическими методами; Административное деление Туркменистана - ваялы: 22 - Балкан, 23 - Дашигуз, 24 - Ахал, 25 - Мары, 26 - Лебап.

Элементы нефтегазогеологического районирования: 1. Восточно-Туркменская ГНП; 1.1. Уйгузская ГО, 1.1.1. Беурдешик ГР, 1.1.2. Киртичли ГР, 1.1.3. Багаджа ГР, 1.1.3.1. Малай ГР; 1.2.1. Гугуртли ГР, 1.2.2. Чарджоу НГ район, 1.2.2.1. Берекетли ГНР, 1.2.2.2. Бурдалык ГНР, 1.2.3. Карабекул ГНР, 1.2.4. Бешикент ГНР, 1.2.5. Гаурдак ГНР; 1.3.1. Гараджаовлак ГР, 1.3.2. Шатлык ГР, 1.3.3. Мургаб ГР, 1.3.4. Учаджи ГР, 1.3.5. Яшлар ГР, 1.3.6. Чаача ГР; 1.4.1. Бадхыз ГР, 1.4.2. Карабиль ГР, 1.4.3. Кушка ГР; 4. Копетдагская ГНП: 4.1. Предкопетдагская ГНО; 4.1.1. Казанджик ГР, 4.1.2. Кырк ГНР, 4.1.3. Дентли персп. ГНР, 4.1.4. Ашхабад персп. ГНР; 4.2. Внутрикопетдагская персп. ГНО, 4.2.1. Аладаг-Мессерианская персп. ГНР, 4.2.2. Куйляр персп. ГНР, 4.2.3. Копетдаг персп. ГНР; 0.0. Карабогаз-Верхний Узбой персп. автоном. ГНО, 0.0.1. Западный Карабогаз возм. ГНР, 0.0.2. Карабогаз возм. ГНР, 0.0.3. Южный Карабогаз возм. ГНР, 0.0.4. Туаркыр возм. ГНР, 0.0.5. Учтаган возм. ГНР, 0.0.6. Карашор возм. ГНР, 0.0.7. Верхний Узбой возм. ГНР, 0.0.8. Амандаг-Адджикум возм. ГНР, 0.0.9. Центральные Каракумы возм. ГНР; 0.1. Дарьялык-Даудан персп. автоном. ГНО.

В региональном плане высокопроницаемые резервуары более распространены в среднеюрской и особенно в батской секциях терригенной юры. В погруженных районах они обладают определёнными перспективами газонефтеносности, на региональных поднятиях - бесперспективны из-за сильного опесчанивания разреза. Есть много примеров бассейнов и нефтегазоносных комплексов с невысокими перспективами именно высокопроницаемых резервуаров. Так мощные терригенные комплексы нижней-средней юры в Амударьинском бассейне и на севере Западной Сибири характеризуются относительно невысокой продуктивностью высокопроницаемых резервуаров, скопления УВ приурочены, главным образом, к средне-низкопроницаемым интервалам разреза.

Для примера можно привести мощную (500-750 м) терригенную юру Кирпичлинского вала, весьма благоприятно расположенного для газонакопления между Балкуинским и Илимским прогибами с вероятной газогенерацией. Мощные, отличающиеся высокой пористостью и проницаемостью пласты песчаников бата, экранируемые региональной нижнекелловейской глинистой покрывкой и другими мощными, надёжными глинистыми экранами, оказались здесь обводнёнными, в то время как перекрывающая карбонатная юра поднятий Кирпичлинского вала содержит крупные газоконденсатные залежи. Нижняя заглинизированная половина разреза терригенной юры Кирпичлинского вала, малоизученная и не вскрытая на полную мощность, сохраняет здесь определённый потенциал газоносности уплотнённых пород и включается в перспективный ареал (см. рис. 7, 8).

Для более детального анализа перспектив газоносности отдельных секций терригенной юры Каракумской провинции необходимо составление карт глинизации и содержания коллекторов, распределения пачек и пластов коллекторов по разрезу, наложение этих карт на структурную основу рассматриваемых районов и зон [Геология и газонефтеносность..., 2017].

Туркм ПБ включает Амударьинскую ФРЗ и сопровождающую её полосу структур, районы Правобережья и Левобережья Амударьи в среднем течении, Багаджинскую ступень, Карабекаульский прогиб, являющийся погруженным юго-западным основанием Бешкентского прогиба Узбекистана, туркменскую часть Юго-Западно-Гиссарского района, Балкуинский, Илимский и Заунгузский прогибы. Граница Мургабского бассейна и Туркм ПБ проводится по Репетек-Келифскому протяжённому валу солевых криптодиапиров и подсолевых поднятий карбонатной юры [Геология и газонефтеносность..., 2017; Мелихов, Абдуллаев, Богданов, 2022; Мелихов, Сибирёв, 2003].

В Туркм ПБ небольшие залежи газа в кровле средней юры открыты на единичных месторождениях Гугуртли, Наип, Беурдешик. В пределах Узб ПБ открыто более 20 небольших газовых и нефтегазовых скоплений в средней юре, их разведка продолжается [Мелихов, Абдуллаев, Богданов, 2022].

Установленная в Каракумской провинции количественно невысокая продуктивность терригенной юры, на порядки уступающая продуктивности карбонатной юры, вероятно, ограничивает и потенциал газоносности скоплений псевдо-нетрадиционного газа плотных пород средней-нижней юры.

Газоконденсатные месторождения туркменской части ПБ практически не содержат рифов в карбонатной юре, на порядок уступают по суммарным начальным запасам газа и нефти месторождениям узбекской части ПБ и находятся на завершающей стадии разработки. Новые единичные объекты Туркм ПБ невелики и малозначимы в ресурсном отношении, за исключением недавно открытого крупного газоконденсатного месторождения Оджа (Акайры) в Керкинском районе туркменской части Юго-Западно-Гиссарского района (см. рис. 8). Это месторождение с запасами порядка 100 млрд. м³ открыто китайской компанией CNPC в подсолевых рифогенных карбонатах на глубине 3,5-3,8 км. До глубины 4,5 км здесь может быть вскрыта и изучена на газопроductивность терригенная юра. Крупными неподготовленными объектами Керкинского района являются поднятия Керкидаг, Кувадаг и Кокмиар.

Аномальная остаточная газонефтенасыщенность мощного разреза средней-нижней юры толщиной до 1 км зафиксирована на крупном, высокоамплитудном, сильно нарушенном разрывами Питнякском валу в северо-западном окончании Амударьинской ФРЗ, что свидетельствует о новейшем разрушении крупного нефтегазового месторождения [Дистанционные методы..., 1988; Мелихов, Сибирёв, 2003]. Питнякский вал, составленный поднятиями Тюя-Муюн, Султан-Санджар и Кошабулак, содержит погребённый, трансформированный в линзу грабен терригенной юры. Питнякский вал является элементом более крупного вала Питняк-Гугуртли-Учкыр (рис. 9, 10).

От Питнякской линзы толщиной до 1000 м в направлении на юго-запад мощность терригенной юры сокращается до 300 м (выступ Ачак-Наип), в направлении на северо-запад (выступ Мешекли) и юго-восток (антиклинальная зона Дарганата-Гугуртли) - до 200-100 м (см. рис. 6). Корни ниже-среднеюрского Питнякского грабена, трансформированного новейшим поднятием в линзу, в подстилающих отложениях триаса - верхнего палеозоя не выяснены, несмотря на их вскрытие на значительную глубину до 500-1000 м в 10 скважинах из-за незначительного объёма керна, несовершенства сейсмических материалов МОВ, стратиграфической неопределённости изученных вулканогенно-осадочных пород и отсутствия геофизики современного уровня [Дистанционные методы..., 1988; Геология и газонефтеносность..., 2017; Мелихов, 1998; Мелихов, Сибирёв, 2003].

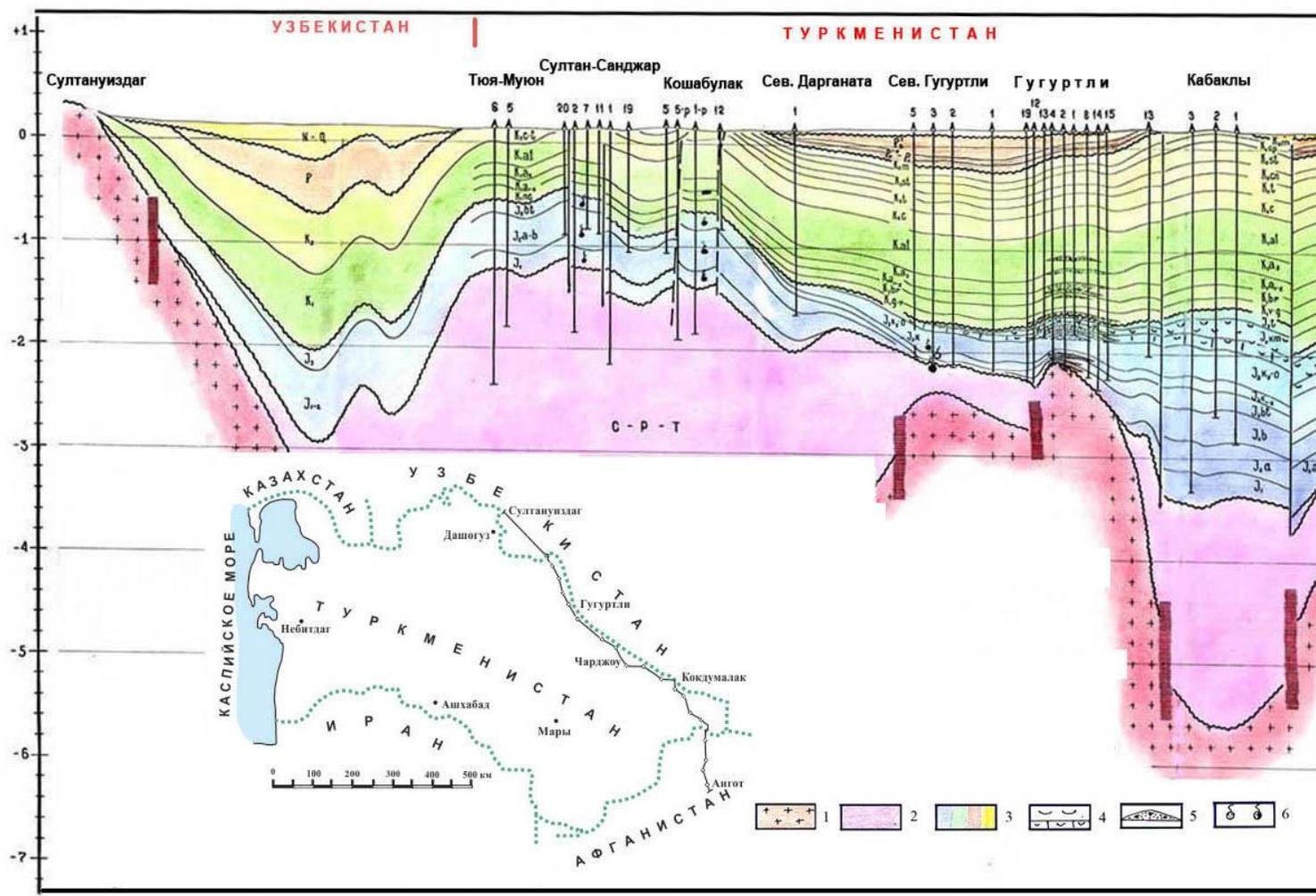


Рис. 9. Геологический разрез по линии Султануиздаг-Султансанджар-Северный Дарганата-Гургуртли-Кабаклы
 [Геология и газонефтеносность..., 2017]

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.

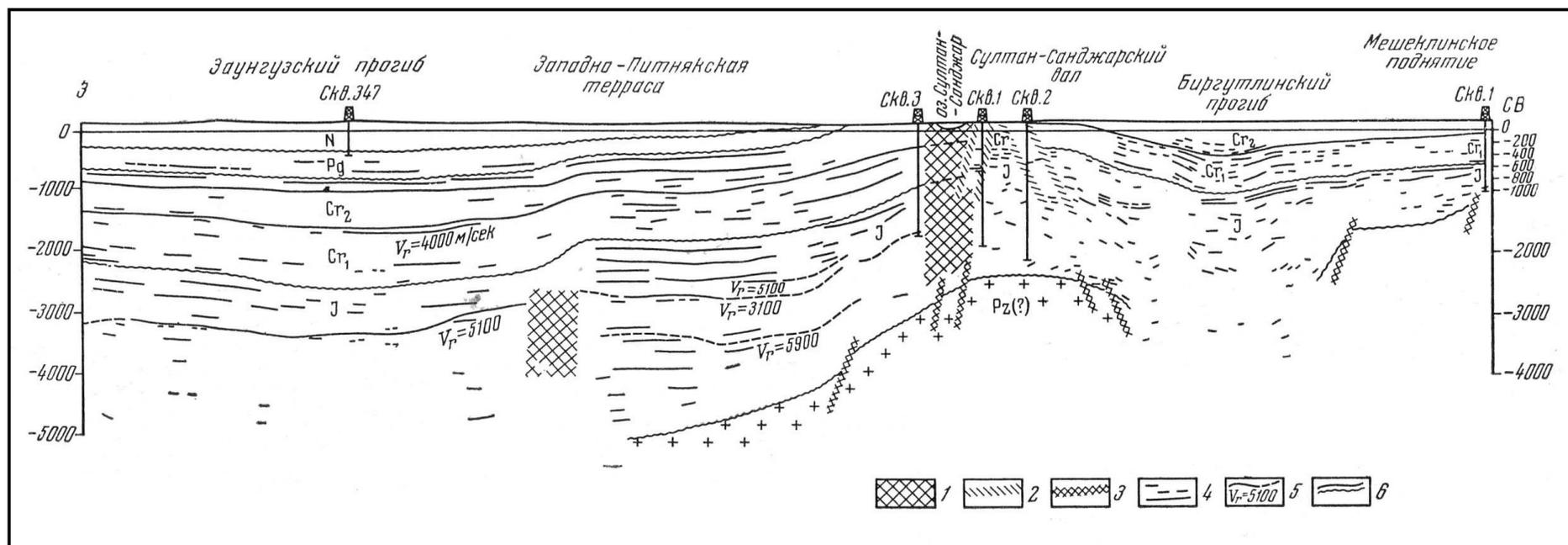


Рис. 10. Сводный сейсмогеологический разрез по линии Заунгузский прогиб - Западно-Питнякская терраса - Султансанджарский вал - Биргутлинский прогиб - Мешеклинское поднятие [Дистанционные методы..., 1988]

1 - участки отсутствия отложений (по данным МОВ), связанные с зонами разломов; 2 - тектонические нарушения, выявленные бурением, геологической съёмкой и сейморазведкой РНП; 3 - предполагаемые нарушения в фундаменте; 4 - отражающие площадки МОВ; 5 - сейсмические горизонты КМПВ; 6 - границы стратиграфических подразделений.

Питнякский вал - разрушенное нефтегазоконденсатное месторождение в терригенной юре и зона новейшей дегазации [Геология и газонефтеносность..., 2017; Дистанционные методы., 1988; Мелихов, Сибирёв, 2003] представляет определённый интерес в смысле доразведки доюрских отложений и дополнительного изучения юрской толщи аргиллитов и песчаников, залегающей на небольших глубинах 700-1500 м, на газ плотных пород с использованием гидроразрыва пластов для интенсификации притоков.

Амударьинский региональный разлом и сопровождающая его одноимённая ФРЗ расположены на территории Туркменистана, сопредельной с Узбекистаном. Изученность этих объектов крайне низка в сравнении с достигнутой в последние годы изученностью Бухарского регионального разлома и с сопровождающей его Учбаш-Каршинской ФРЗ. Для Амударьинских разлома и ФРЗ до сих пор сохраняются упрощённые представления о структурном уступе, разделяющем две тектонические ступени и связанных с погруженной ступенью тектонически экранированных ловушках. Наиболее адекватная картина этих взаимосвязанных Амударьинских объектов показана в статье [Строение Амударьинской..., 2002] (рис. 11).

В отличие от Бухарского разлома Питнякский погребённый грабен-линза терригенной юры появился на вздёрнутом плече Амударьинского разлома, что никак не отмечается на сейсмопрофилях МОГТ 1980-х гг. и на старом классическом профиле КМПВ. По данным профиля КМПВ кристаллический фундамент в пересечении Султан-Санджар имеет плоский свод и глубину -3 км (см. рис. 10). Если принять это за аксиому, то толщина промежуточного этажа С-Р-Т максимально составит на Питнякском валу 1,5-2 км. Профили КМПВ имеют определённые ошибки в фиксации кровли фундамента, например, на бортовом поднятии Тарымкая в пределах грабен-рифтовой системы Дарьялык-Даудан. Здесь за кровлю фундамента на глубине -3 км принята кровля нижнекаменноугольного карбонатного выступа, оказавшегося газоносным. Сам фундамент силур-девонского возраста (?) предполагается теперь на глубине -4 км [Геология и газонефтеносность..., 2017; Мелихов, Сибирёв, 2003].

Возможно, что Амударьинская ФРЗ по аналогии с Учбаш-Каршинской ФРЗ будет иметь в юрско-палеозойской секции разреза разломно-блоковую структуру с наклонными и сдвиговыми дислокациями и горизонтальными смещениями. Аналогии могут быть и в наборе газонефтеперспективных объектов: тектонически экранированные ловушки и блоки карбонатной-терригенной юры, зоны выклинивания и русловые фации в терригенной юре, палеозойские антиформы, зоны вторичной трещиноватости и коры выветривания над древними погребёнными выступами гранитоидов и метаморфитов. Амударьинская ФРЗ является первоочередной для изучения сейсморазведкой современного уровня, главным образом в её северо-западной приподнятой части - на Питнякском валу и сопредельной юго-

западной приразломной ступени, в Кабаклинском грабене терригенной юры, а также на участках, рекомендованных в статье [Строение Амударьинской..., 2002].

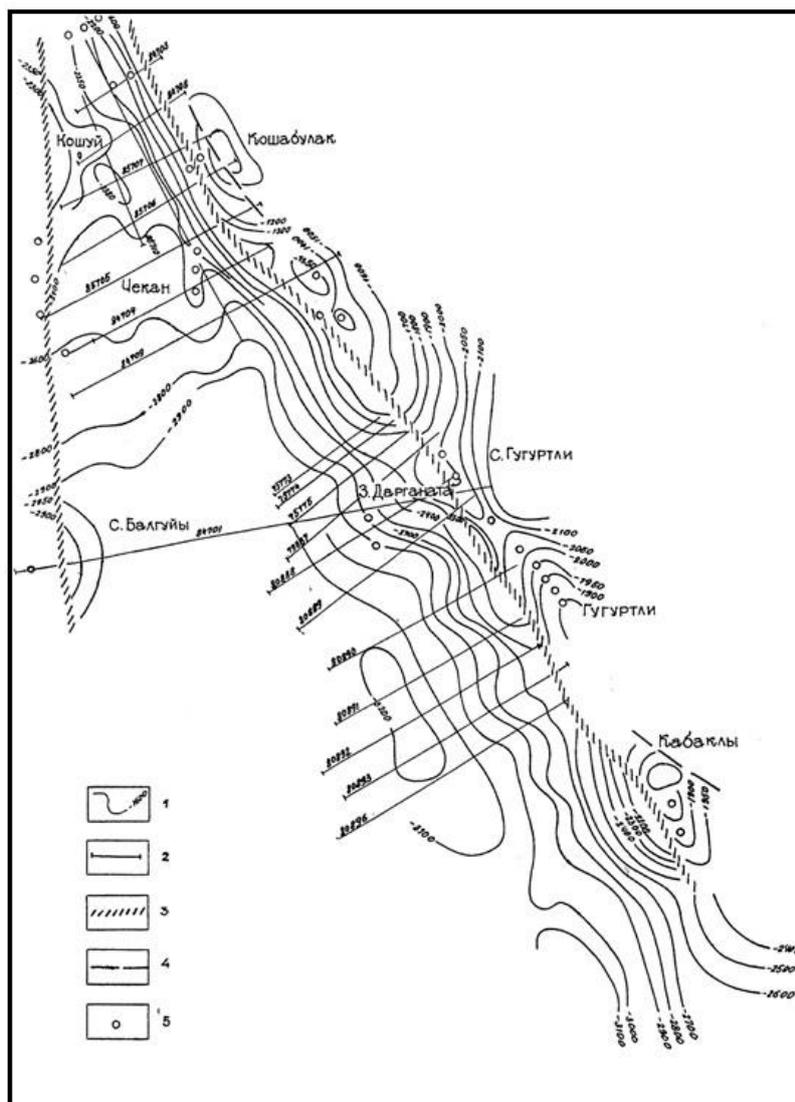


Рис. 11. Структурный план кровли верхнеюрской карбонатной формации северо-западной части Амударьинской флексуно-разрывной зоны [Строение Амударьинской..., 2002]

1 - изогипсы кровли карбонатной формации верхней юры; 2 - сейсмические профили МОГТ; 3 - глубинные разломы; 4 - разрывные нарушения; 5 - поисковые скважины.

Терригенная юра в Туркм ПБ должна изучаться прежде всего в пределах Илимского и Заунгузского прогибов и реликтов Багаджинской ступени - антиклинального реликта Кервен-Мерген-Джилликум-Багаджа-Чартак-Малай и синклинального реликта Кабаклы-Зауркак-Келяка-Карабекаульский прогиб. Мощность терригенной юры изменяется в регионе Багаджа-Заунгуз-Илим от 1500 м на юге до 700-500 м на севере [Геология и газонефтеносность..., 2017; Мелихов, Абдуллаев, Богданов, 2022] (см. рис. 6-8), причём максимальная мощность установлена на приразломных поднятиях Унгузского вала Южный Унгуз и Северный Чешме.

С юга на север от Заунгуз-Илимского и Карабекаул-Бешкентского депоцентров прогибания средней-нижней юры, оконтуриваемых изопакитами 1500 м, относительно глубоководные и субаквальные литофации терригенной юры меняются на прибрежно-морские и континентальные. Такое трехкратное сокращение терригенной юры, сопровождаемое закономерной сменой литофаций, благоприятно для комбинирования литолого-стратиграфических ловушек с антиклинальными.

Регион Багаджа-Заунгуз-Илим никогда не анализировался как единое целое по газоперспективным комплексам терригенной и карбонатной юры и не имеет современных баз геолого-геофизических и геолого-промысловых данных (БД). Огромная работа составления БД является первоочередной для синтеза и анализа ретроспективных материалов, локализации перспективных зон и объектов, выработки последующих направлений геологоразведочных работ. Регион Багаджа-Заунгуз-Илим на первом этапе поисково-разведочных работ, завершившемся без существенных результатов примерно к 2000 г., практически не имеет прогнозных и перспективных ресурсов газа. Это отчасти связано с отвлечением сейсмических и буровых работ на крупнейшие месторождения Мургабского бассейна. Возобновление поисково-разведочных работ в регионе Багаджа-Заунгуз-Илим предлагается начать с тематических научно-практических исследований по формированию и анализу БД, уделив первоочередное внимание локальным структурам с притоками и проявлениями газа из терригенной и карбонатной юры.

Северо-Туркменский бассейн выделяется на севере Туркменистана в составе Дарьялык-Дауданского и Учтаган-Верхнеузбойского суббассейнов и прилежащих к ним групп доюрских выступов - Сарыкамышской, Ахчакаинской и Карабиикской [Геология и газонефтеносность..., 2017; Перспективы и объекты..., 1997; Мелихов, 1998] (рис. 7, 8). Кристаллический палеозойский фундамент Северо-Туркменского бассейна залегает на глубинах 3-8 км, максимальных в грабен-рифтовых системах триаса-верхнего палеозоя Дарьялык-Даудан и Учтаган. В Северо-Туркменском бассейне газоперспективны отложения нижней рифтовой и подрифтовой секций грабен-рифтовой системы, в первую очередь, известняки нижнего карбона (единственное газоконденсатное месторождение Тарымкая в грабен-рифтовой системе Дарьялык-Даудан). Перспективны на газ, главным образом, на псевдо-нетрадиционный газ плотных пород отложения терригенной юры максимальной толщиной до 1000 м, из которых зафиксированы небольшие притоки газа и нефти на поднятиях Тарымкая и Центральный Сарыкамыш [Геология и газонефтеносность..., 2017; Мелихов, 1998; Перспективы и объекты..., 1997].

Дарьялык-Дауданский грабен-рифт - первоочередной для изучения на газонефтеносность, его размеры составляют 240x100-80 км. Максимальная мощность

промежуточного этажа С-Р-Т - 5 км, сокращаясь до 2-1 км и менее на прилежащих выступах, главным образом за счёт размыва нижней и верхней моласс. На крупном, приоритетном для разведки Ербурунском поднятии площадью в 200-300 км² и высотой 500 м, расположенном в приосевой части рифта, на глубине около 3900 м обнаружена кунгурская соленосная покрывка нижней перми неустановленной мощности, которая предполагает формирование скоплений углеводородов не только в наиболее перспективной толще известняков нижнего карбона, но и в терригенно-карбонатных отложениях среднего-верхнего карбона при наличии в них проницаемых резервуаров.

На газоконденсатном месторождении Тарымкая и поднятиях Нурумгур и Ербурун рекомендуется провести современную сейсморазведку, по результатам которой пробурить новые скважины глубиной 4000 м (Тарымкая, Нурумгур) на известняки нижнего карбона и 5000 м для изучения подкунгурского разреза Ербуруна. В пределах Верхнеузбойского прогиба и Сарыкамьшской перемычки, разобщающей Дарьялык-Дауданский и Ассак-Ауданский грабен-рифты, необходимо выбрать по одному поднятию-объекту сейсмической и буровой разведки [Мелихов, 1998; Мелихов, Сибирёв, 2003].

В Мургабском глубокопогруженном бассейне интерес на традиционный и псевдонетрадиционный газ плотных пород в терригенном разрезе юры на глубинах 4,5-5,0 км представляют Учаджинский и Шатлыкский валы, крупные поднятия Ширамкуи и Шахмолла на границе с Афганистаном [Геология и газонефтеносность..., 2017; Мелихов, 1998].

Учаджинский свод расположен на северном борту Мургабского бассейна. По газоносным надсолевым отложениям неокома, в которых продуктивны шатлыкский горизонт ШГ и, в меньшей мере, подшатлыкские отложения нижнего готерива-валанжина, размеры свода составляют 200 км на 80-40 км, высота около 500 м. Свод составлен северным Учаджинским (газоконденсатные месторождения Сейраб, Учаджи, Восточный Учаджи) и относительно погруженным южным Кулачским (газоконденсатные месторождения Елкуи и Бешкызыл) валами. По подсолевым отложениям карбонатной и терригенной юры наиболее интересен Учаджинский вал, а именно месторождения Сейраб и Учаджи, объединяющиеся в единое поднятие размерами 50 км на 10-15 км и высотой порядка 100-150 м по замкнутой изогипсе -3600 м поверхности келловой-оксфорда. На объединённом объекте Сейраб-Учаджи по керну установлены признаки органогенных построек, на Учаджи - небольшая газоконденсатная залежь в средне-низкопористых карбонатных коллекторах. На месторождении Учаджи рекомендуется пробурить новую высокотехнологичную скважину глубиной 4500-5000 м для вскрытия на полную мощность карбонатной юры и кровельной части разреза терригенной.

На крупном подсолевом Шатлыкском валу (площадь около 1 тыс. км², высота 400 м), в

оксфордской карбонатной (290-350 м), келловейской карбонатно-терригенной (180-220 м) толщах и в терригенной средней юре предполагаемой мощностью 400-500 м на основании полученных малодебитных притоков и проявлений газа в 10 скважинах, характеризующихся «полуаварийностью» и недобуренностью, задавливанием подсолевых карбонатов буровыми растворами большой плотности, огромным недобором информации по керну, ГИС и опробованию, прогнозируется концентрация 600 млрд м³ запасов и ресурсов газа категорий C₁+C₂+C₃. Доразведку этого крупнейшего газового потенциала рекомендуется осуществить новой серией скважин проектной глубиной 5000 м [Мелихов, Сибирёв, 2003; Геология и газонефтеносность..., 2017].

На Галкынышском подсолевом выступе (площадь около 2 тыс. км², высота 800 м) в рифовых коллекторах келловей-оксфорда разрабатывается уникальное газоконденсатное месторождение с газовыми запасами около 21 трлн. м³. Одной из сводовых скважин выступа вскрыт под продуктивными карбонатами мощный аргиллитовый разрез, что снижает потенциал газоносности терригенной юры.

В пределах Бадхыз-Карабиль-Майманинского борта Мургабского бассейна и сопредельного Меанинского предгорного борта одноимённой депрессии Предкопедагского бассейна средняя юра срезается предкелловейским размывом и терригенно-карбонатные низы келловей-оксфорда залегают на мощных, несколько уплотнённых и метаморфизованных аргиллитах и сланцах верхнего триаса с неустановленной газопродуктивностью [Геология и газонефтеносность..., 2017]. Низы келловей-оксфорда, срезаемые предмеловым рамывом, содержат здесь небольшие структурно-стратиграфические газоконденсатные скопления в уплотнённых карбонатных коллекторах на приразломных структурных гребнях Бирлешик и Восточный Даулетабад-Гумбезли [Геология и газонефтеносность..., 2017].

В пределах Калаиморского бассейна и ограничивающей его с юга Кушкинской зоны поднятий установлена газонефтепродуктивность терригенной средней юры - главным образом бата и кровельной части байоса (О.А. Одеков, М.С. Пашаев, 2001 г.). Из-за незначительного содержания в аргиллитах невыдержанности и преимущественно низкого качества терригенных коллекторов среднесуточные дебиты газа на поднятиях Моргуновское (Гульзар), Ислим, Тореших, Кулишор, в основном, составляют первые десятки тыс. м³, достигая лишь в отдельных скважинах Торешиха и Моргуновского 200-350 тыс. м³. Из байоса Торешихского месторождения получена также нефть дебитом 49,6 м³ с газом и водой (скв. 1, фильтр 1858-1888, шт. 8 мм). Здесь, по-видимому, обнаружена газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой. Максимальная толщина терригенной юры, залегающей в диапазоне глубин от 1600 до 3500 м рассматриваемого региона, достигает 800 м. При доразведке терригенной юры региона обязательно использование гидроразрыва пластов по всему разрезу, что выявит новые

скопления свободного газа и газа плотных пород,кратно повысит продуктивность скважин (рис. 12).

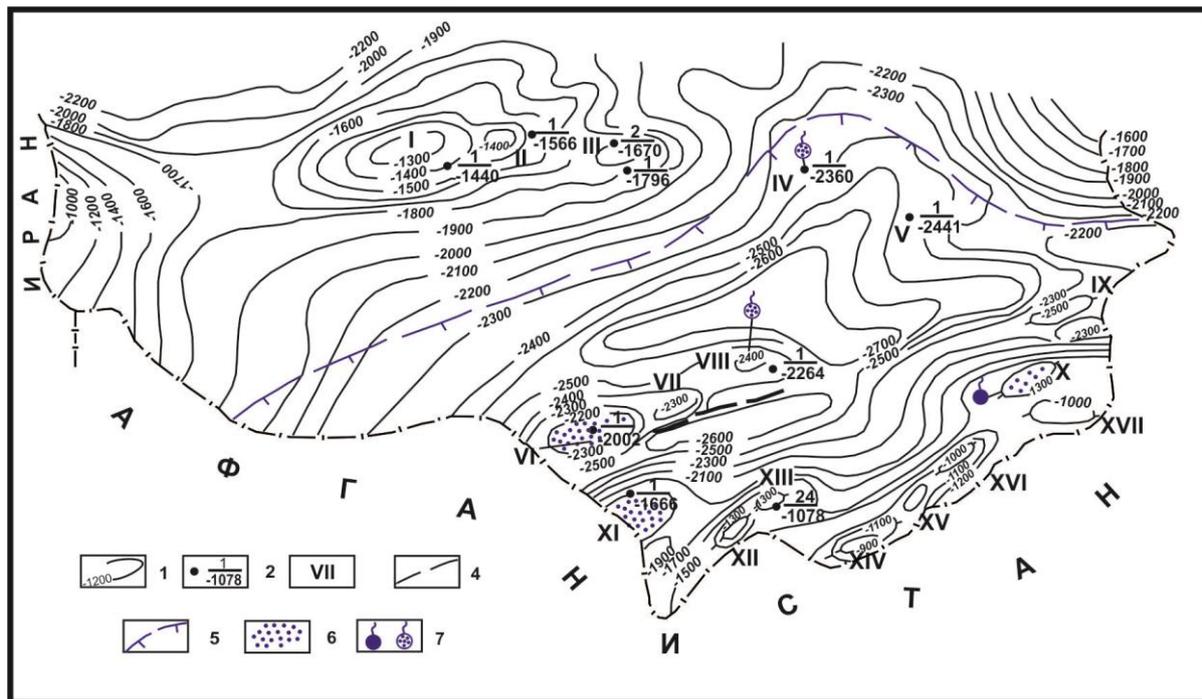


Рис. 12. Схематическая структурная карта вблизи кровли юрских отложений Калаиморского прогиба и Кушкинской зоны поднятий (по О.А. Одекову, М.С. Пашаеву, 2001 г., с дополнениями) 1 - изогипсы кровли юрских отложений; 2 - поисковые и параметрические скважины (в числителе - номер; в знаменателе - абсолютная отметка кровли юры); 3 - локальная структура; 4 - разрывное нарушение; 5 - выклинивание и срезание предкелловейским размывом отложений средней юры на северном борту Калаиморского прогиба; 6 - газоконденсатные залежи в средней юре; 7 - притоки газа и нефти. Локальные структуры: I - Дузенкыр; II - Элибир; III - Кагазлы; IV - Калаимор; V - Сырттахта; VI - Моргуновская; VII - Вост. Моргуновская; VIII - Чеменибид; IX - Кулишор; X - Тореших (Нурбетек); XI - Ислим; XII - Пограничная; XIII - Карачоп; XIV - Тумбинская; XV - Западный Бердыклыч; XVI - Бердыклыч; XVII - Манган.

На северном борту Калаиморского прогиба происходит выклинивание и срезание отложений средней юры предкелловейским размывом (см. рис. 12). Однако классической неантиклинальной ловушки и залежи газа здесь не образуется из-за отсутствия сколь-нибудь выдержанных пластов-коллекторов в интервале выклинивания. В скв. 1 Калаимор, пробуренной в зоне выклинивания, средняя юра, зажатая между глинами келловея и глинистыми сланцами верхнего триаса, имеет толщину 120 м и содержит лишь два маломощных пласта песчаников невысокой пористости, нижний из которых оказался «сухим», а верхний - слабогазонасыщенным. Среднесуточный дебит газа составил 10 тыс. м³ (фильтр 2942-2949, штуцер 12 мм).

Первый промышленный приток газа из глубокопогруженной терригенной юры восточной части Мургабского бассейна получен на довольно крупном поднятии Шахмолла (размеры 20x5-10 км, высота 200 м), расположенном вблизи границы с Афганистаном (см.

рис. 8) [Геология и газонефтеносность..., 2017]. Здесь при опробовании подошвы 50-метрового пласта песчаников, залегающего в верхах бата, получен приток газа со среднесуточным дебитом 150 тыс. м³ с большим количеством воды (интервал 5088-5100 м, штуцер 14 мм). Такой результат опробования возможно соответствует довольно крупной газовой залежи высотой около 40 м. В карбонатной юре отмечены лишь слабые притоки газа. В виду технического несовершенства сводовой скв. Шахмолла 1, она должна быть продублирована [Мелихов, Сибирёв, 2003]. Здесь может быть открыто значительное газоконденсатное месторождение в карбонатной юре и в верхах терригенной. Большой интерес в восточной части Мургабского бассейна по карбонатной и терригенной юре представляет также довольно крупное поднятие Ширамкуи, являющееся крайним западным элементом Андхойского вала Афганистана, заходящего в Туркменистан.

В Предкопетдагском бассейне перспективы газоносности терригенной юры (главным образом, ее средне-низкопроницаемых коллекторов) приурочены к довольно крупным прогнозируемым выступам Бахардокского склона бассейна (см. рис. 7) [Мелихов, Сибирёв, 2003; Геология и газонефтеносность..., 2017] - приподнятым выступам Казы-Чирли, Кырк, Оюклы (толщина терригенной юры на этих выступах изменяется в пределах 400-100 м, отметки подошвы юры увеличивается на юго-восток с 3500 до 4500 м) и погруженным выступам Восточный Бахардок I и II, Гараджаовлак и Ишанбейик с мощностями терригенной юры 400-500 м и глубиной её подошвы в пределах 4500-5500 м.

На крупном Гараджаовлакском выступе по неоднозначным сейсмическим данным МОГТ возможен предкелловейский размыв верхов терригенной юры на глубине около 5000 м. Газоносность Гараджаовлакского газоконденсатного месторождения по подсолевой карбонатной юре и надсолевому титон-валанжину в интервале глубин 4200-4800 м суммарно оценивается в 400-500 млрд. м³. Главными в этом крупнейшем газовом потенциале являются газоконденсатные залежи в оксфорде и валанжине, висящие на южном пологом крыле структуры и далеко выходящие за замкнутый контур подсолевого поднятия. Рассматриваемое месторождение необходимо доразведать современной сейсморазведкой 3Д и новыми скважинами, одну из скважин рекомендуется пробурить до 5200 м для вскрытия верхов батского яруса [Геология и газонефтеносность..., 2017].

Крупный выступ Ишанбейик, расположенный в восточной части Чанглинской моноклинали Бахардокского склона, содержит в подсолевой карбонатной юре атоллвидную группу довольно крупных поднятий Ишанбейик, Сарджа, Гаурджа, возможно, являющуюся северо-западным апофеозом Галкынышского, уникального газопродуктивного рифового тренда Мургабского бассейна. К этому апофеозу примыкают ещё 5 средних поднятий площадью 50-150 км² и высотой до 100-200 м. На отдельных локальных поднятиях выявлены

сейсмические аномалии разуплотнения карбонатной юры - возможные биогермные постройки [Мелихов, Сибирёв, 2003; Геология и газонефтеносность..., 2017]. На объектах Ишанбейик и Сарджа в конце 1980-х гг. пробурены полуаварийные скважины, не решившие поисковых задач на карбонатную юру. Сводовая скв. 1 Ишанбейик не вскрыла карбонатную юру, крыльевая скв. 2, вскрывшая карбонаты, из-за аварии не опробовалась. На этих объектах логично проведение дополнительной сейсморазведки современного уровня и заложение новых скважин глубиной 4800-5200 м до вскрытия кровли терригенной юры и изучения на полную мощность карбонатной юры, возможно содержащей рифы. Для кардинального улучшения сейсмической информации по Ишанбейикской атоллвидной группе структур здесь предпочтительно проведение трёхмерной сейсморазведки, предваряющей заложение новых скважин.

Следует отметить, что на многих площадях и месторождениях Восточного, Центрального и Северного Туркменистана, изучавшихся в 1970-1980-е гг. и позднее, поисково-разведочные задачи решались примитивно, с высокой аварийностью скважин и огромным недобором информации, когда проектные задачи одной полноценной скважины фактически выполнялись 2-3 неполноценными, часто полуаварийными скважинами. Для примера можно привести Шатлыкский вал, подсолевой этаж которого фактически не доразведан из-за аварийности скважин и нарушений технологии вскрытия подсолевого разреза буровыми растворами высокой плотности, подавляющими карбонатные коллекторы. В то время во главу угла часто ставилась не геологическая эффективность бурения, а пресловутый план по метражу и заканчиванию скважин. Кроме Шатлыка в Туркменистане существует множество подобных объектов. Первоочередной является доразведка подсолевого Шатлыкского вала, южного крыла газоконденсатного месторождения Гараджаовлак и Ишанбейикской атоллвидной группы поднятий с сейсмическими признаками рифовых построек (см. рис. 8) [Мелихов, Сибирёв, 2003; Геология и газонефтеносность..., 2017].

Терригенно-карбонатная юра и валанжин-готерив Бахардокского склона (Западная, Восточная и Чанглинская моноклинали) объединяются в так называемый «Внешний Предкопетдагский (Бахардокский) плей» поисков сложноэкранированных ловушек и залежей углеводородов (литолого-стратиграфических, рифово-литологических в юре и неокоме, и, вероятно, клиноформных в неокоме (подобных ачимовским в Западной Сибири), в том числе скоплений псевдо-нетрадиционного газа плотных пород [Геология и газонефтеносность..., 2017; Мелихов, Абдуллаев, Богданов, 2022]. Названный плей, отмеченный единичными залежами и притоками газа и нефти неантиклинального и комбинированного типов на западе Бахардокского склона и на Гараджаовлакском газоконденсатном месторождении, является в Туркменистане вторым по ресурсному потенциалу после главного «Мургабского подсолевого

плея», однако несравненно более сложным. Регионально-поисковое изучение Бахардокского плея путём создания БД, синтеза и анализа накопленных сейсмических и буровых материалов, локализации перспективных зон и ареалов неантиклинальных и комбинированных объектов для их последующего изучения сейсморазведкой и бурением современного уровня практически законсервировано из-за незначительных объёмов и низкой текущей эффективности геологоразведочных работ на рассматриваемой территории.

Суммируя вышеизложенное, можно констатировать, что проблема освоения ресурсов трудноизвлекаемого связанного газа в осадочных бассейнах Центральной Азии не является в настоящее время первоочередной в силу как геологических, так и экономических аспектов (за исключением отдельных зон и объектов Туркменистана, комплексно ориентируемых на традиционный газ и псевдо-нетрадиционный газ плотных пород). Более перспективным направлением геологоразведочных работ на территории Узбекистана и Туркменистана следует считать многочисленные глубокопогруженные резервуары свободного газа в составе нижних горизонтов мезо-кайнозойского осадочного чехла и верхней части подчехольного палеозойского комплекса.

Литература

Абдуллаев Г.С., Долгополов Ф.Г. Геодинамика и нефтегазоносность литосферы Узбекистана. - Ташкент: «Уз НИО НГП», 2016. - 362 с.

Абдуллаев Г.С., Долгополов Ф.Г. Новая геодинамическая основа геологоразведочных работ в Центральной Азии // Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и инновационные методы и технологии освоения углеводородного потенциала недр: сборник материалов международной научно-практической конференции. - Ташкент: АО «ИГИРНИГМ», 2019. - С. 104-107.

Абдуллаев Г.С., Долгополов Ф.Г., Иргашев Ю.И., Мухутдинов Н.У. Геологические аспекты добычи сланцевого газа в республике Узбекистан // Узбекский журнал нефти и газа. - 2014. - Спец. выпуск. - Май. - С. 86-93.

Акрамходжаев А.А. Генетический потенциал продуктивности нефтегазоматеринских пород и его роль в развитии геологии-геохимии и технологии добычи сланцевой нефти // Узбекский журнал нефти и газа. - 2019. - Специальный выпуск. - С. 26-29.

Геология и газонефтепродуктивность 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.

Дистанционные методы изучения тектонической трещиноватости пород

нефтегазоносных территорий / Г.И. Амурский, Г.А. Абрамёнок, М.М. Бондарева, Н.Н. Соловьёв. - М.: Недра, 1988. - 164 с.

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., Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н. Традиционные и новые структурно-тектонические и нефтегазогеологические модели Юга Туранской плиты в контексте Каспийского международного геологического проекта // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т.17. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/50_2022.html DOI: [10.17353/2070-5379/50_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/50_2022)

Мелихов В.Н., Сибирёв В.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.

Пашаев М.С., Гаврильчева Л.Г. Строение Амударьинской флексурно-разрывной зоны и возможности поисков в её пределах ловушек неантиклинального и комбинированного типов // Нефть и газ Туркменистана. - 2002. - №4. - С.45-52.

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

Тер-Саркисов Р.М., Истомин В.А., Крылов Н.А., Перлова Е.В., Скоробогатов В.А., Ступаков В.Н., Якушев В.С. Ресурсы нетрадиционных источников газа в России и перспективы их освоения в XXI веке // Газовые ресурсы России в XXI веке: сборник научных трудов Газпром ВНИИГАЗ, 2003. - С. 23-42.

Тухтаев К.М., Абдуллаев Г.С., Долгополов Ф.Г., Бикеева Л.Р. Многоуровневые регматические системы наклонных и сдвиговых разрывных нарушений литосферы нефтегазоносных регионов Узбекистана // Науки о Земле: материалы международной конференции. - Ташкент: Госкомгеологии РУз, НКГУ, 2018. - С. 41-44.

Brunet M., Ershov A., Korotaev M., Melikhov V.N., Barrier É., Mordvintsev D.O., Sidorova I. Late Palaeozoic and Mesozoic evolution of the Amu Darya Basin (Turkmenistan, Uzbekistan) Geological // Society. - London, Special Publications. - 2017. - 427 (1):89. DOI: [10.1144/SP427.18](https://doi.org/10.1144/SP427.18)

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

Received 29.09.2023

Published 25.03.2024

Dolgoplov F.G.

State institution "Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields" (SI "IGIRNIGM"), Tashkent, Uzbekistan, felixdolgoplov@yandex.com

Melikhov V.N.

Russian Geological Research Institute (VSEGEI), St. Petersburg, Russia, Vladislav_Melikhov@vsegei.ru

Kuvshinova M.F.

State institution "Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields" (SI "IGIRNIGM"); Joint Stock Company "Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields" (JSC "IGIRNIGM"), Tashkent, Uzbekistan, irnigm@ing.uz

THE PROBLEM OF DEVELOPING OF HARD TO RECOVER ASSOCIATED GAS RESOURCES IN SEDIMENTARY BASINS CENTRAL ASIA

The features study of the hard-to-recover associated gas fields in Central Asia are considered, the prospects for development of which in modern conditions seem insignificant. On the territory of Uzbekistan, this is associated with large volumes and costs of specialized activity with unpredictable results within the five selected fields in the Lower-Middle Jurassic coal-bearing strata. It is more expedient to explore complex deep-seated accumulations of free gas in the lower levels of the sedimentary cover and sub-cover Paleozoic column. In certain zones of adjacent Turkmenistan, comprehensive exploration of deep-seated accumulations of free gas and gas of tight rocks in the terrigenous, carbonate Jurassic and Neocomian time is recommended if it is impossible to pre-localize fields of hard-to-recover associated gas due to the much poorer exploration of the territory.

Keywords: *field of hard-to-recover associated gas, Lower-Middle Jurassic coal-bearing strata, terrigenous Jurassic, carbonate Jurassic, Uzbekistan, Turkmenistan.*

For citation: Dolgoplov F.G., Melikhov V.N., Kuvshinova M.F. Problema osvoeniya resursov trudnoizvlekaemogo svyazannogo gaza v osadochnykh basseynakh Tsentral'noy Azii [The problem of developing of hard to recover associated gas resources in sedimentary basins Central Asia]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2024, vol. 19, no. 1, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/6_2024.html. EDN: IHMSY

References

Abdullaev G.S., Dolgoplov F.G. *Geodinamika i neftegazonosnost' litosfery Uzbekistana* [Geodynamics and oil and gas potential of the lithosphere of Uzbekistan]. Tashkent: «Uz NIO NGP», 2016, 362 p. (In Russ.).

Abdullaev G.S., Dolgoplov F.G. Novaya geodinamicheskaya osnova geologorazvedochnykh rabot v Tsentral'noy Azii [New geodynamic basis for geological exploration in Central Asia]. *Aktual'nye problemy neftegazovoy geologii i innovatsionnye metody i tekhnologii osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala ndr: sbornik materialov mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*, Tashkent: AO «IGIRNIGM», 2019, pp. 104-107. (In Russ.).

Abdullaev G.S., Dolgoplov F.G., Irgashev Yu.I., Mukhutdinov N.U. Geologicheskie aspekty dobychi slantseвого gaza v respublike Uzbekistan [Geological aspects of shale gas production in the Republic of Uzbekistan]. *Uzbekskiy zhurnal nefti i gaza*, 2014, special issue, may, pp. 86-93. (In Russ.).

Akrakhodzhaev A.A. Geneticheskiy potentsial produktivnosti neftegazomaterinskih porod i ego rol' v razvitiy geologii-geokhimii i tekhnologii dobychi slantsevoy nefti [Genetic productivity potential of oil and gas source rocks and its role in the development of geology-geochemistry and shale oil production technology]. *Uzbekskiy zhurnal nefti i gaza*, 2019, special issue, pp. 26-29. (In Russ.).

Brunet M., Ershov A., Korotaev M., Melikhov V.N., Barrier É., Mordvintsev D.O., Sidorova I. Late Palaeozoic and Mesozoic evolution of the Amu Darya Basin (Turkmenistan, Uzbekistan) Geological. *Society*, London, Special Publications, 2017, 427 (1):89. DOI: [10.1144/SP427.18](https://doi.org/10.1144/SP427.18)

Distantсионные методы изучения тектонической трещиноватости пород нефtegазоносных территорий [Remote methods for studying tectonic fracturing of rocks in oil and gas-bearing territories]. G.I. Amurskiy, G.A. Abramenskoy, M.M. Bondareva, N.N. Solov'ev. Moscow: Nedra, 1988, 164 p. (In Russ.).

Geologiya i gazoneftenosnost' Karakumskoy provintsii: otsenka gazonefteperspektivnykh zon, napravleniya poiskovo-razvedochnykh rabot v platformennoy chasti Turkmenistana [Geology and petroleum bearing Karakum province: 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 Politekhicheskogo un-ta, 2017, 286 p. (In Russ.).

Melikhov V.N. Riftogennyye struktury i perspektivy gazoneftenosnosti doyurskiykh obrazovaniy Yuga Turanskoy plity [Rift structures and prospects for gas and oil-bearing pre-Jurassic formations of the South of the Turan Plate]. *Neft' i gaz Turkmenistana*, 1998, no. 5, pp. 4-24. (In Russ.).

Melikhov V.N., Abdullaev G.S., Bogdanov A.N. Traditsionnye i novye strukturno-tektonicheskie i neftegazogeologicheskie modeli Yuga Turanskoy plity v kontekste Kaspiyskogo mezhdunarodnogo geologicheskogo proekta [Traditional and recent structural-tectonic and petroleum geological models of the southern Turan Plate in the context of the Caspian international geological project]. *Neftgazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2022, vol. 17, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2022/50_2022.html (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/50_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/50_2022)

Melikhov V.N., Sibirev V.S. Rekomendatsii po napravleniyam geologorazvedochnykh rabot v Vostochnom Turkmenistane na 2004 god i perspektivu do 2010 goda [Recommendations on areas of geological exploration activity in Eastern Turkmenistan for 2004 and up to 2010]. *Neft' i gaz Turkmenistana*, 2003, no. 1, pp. 5-33. (In Russ.).

Pashaev M.S., Gavril'cheva L.G. Stroenie Amudar'inskoy fleksurno-razryvnoy zony i vozmozhnosti poiskov v ee predelakh lovushek neantiklinal'nogo i kombinirovannogo tipov [Structure of the Amu Darya flexure-fault zone and the possibility of searching within its limits for traps of non-anticlinal and combined types]. *Neft' i gaz Turkmenistana*, 2002, no. 4, pp. 45-52. (In Russ.).

Perspektivy i ob"ekty yursko-paleozoyskogo napravleniya rabot na gaz i nefft' v Severnom Turkmenistane: obzor [Prospects and objects of the Jurassic-Paleozoic outlook of gas and oil exploration activity in Northern Turkmenistan]. V.N. Melikhov, Kh.K. Babaev, V.S. Sibirev, Z.B. Khusnutdinov. - Ashkhabad: Ministerstvo nefiti i gaza Turkmenistana, 1997, 47 p. (In Russ.).

Ter-Sarkisov R.M., Istomin V.A., Krylov N.A., Perlova E.V., Skorobogatov V.A., Stupakov V.N., Yakushev V.S. Resursy netraditsionnykh istochnikov gaza v Rossii i perspektivy ikh osvoeniya v XXI veke [Resources of unconventional gas sources in Russia and prospects for their development in the 21st century]. *Gazovyye resursy Rossii v XXI veke: sbornik nauchnykh trudov Gazprom VNIIGAZ*, 2003, pp. 23-42. (In Russ.).

Tukhtaev K.M., Abdullaev G.S., Dolgoplov F.G., Bikeeva L.R. Mnogourovnevye regmaticheskie sistemy naklonnykh i sdvigovykh razryvnykh narusheniy litosfery neftegazonosnykh regionov Uzbekistana [Multi-level rhegmatic systems of inclined and strike-slip faults in the lithosphere of the oil and gas regions of Uzbekistan]. *Nauki o Zemle: materialy mezhdunarodnoy konferentsii*, Tashkent: Goskomgeologii RUz, NKGU, 2018, pp. 41-44. (In Russ.).