

УДК 553.98:551.24(574.1)

ТЕКТОНИКА ДЕВОНСКОГО КОМПЛЕКСА ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОГО БАСЕЙНА (КАЗАХСТАН) ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

© 2020 г. Д. К. Ажгалиев^{1, *}, С. Г. Каримов²

¹НАО "Атырауский Университет нефти и газа им. Сафи Утебаева",
ул. М. Баймуханова, д. 45-а, 060027, Атырау, Казахстан

²Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева,
ул. Хаджимукана Мунайпасова, д. 5, 010008, Астана, Казахстан

*e-mail: dulat.azhgaliev@gmail.com

Поступила в редакцию 11.02.2019 г.

После доработки 20.06.2019 г.

Принята к публикации 04.02.2020 г.

Проведен комплексный анализ полученных новых данных бурения и сейсморазведки, нефтегазоносности глубокозалегающих палеозойских горизонтов Прикаспийского бассейна в Казахстане. Уточнены особенности развития и залегания крупных палеозойских поднятий и седиментационных толщ, которые являются перспективными поисковыми объектами. Применен комплекс геолого-геофизических методов и проведен анализ аномалий магнитного и гравитационного потенциальных полей в южной, юго-восточной и восточной бортовых частях юго-восточного сектора Прикаспийского бассейна. Дополнен новыми данными, полученными с использованием комплекса методов разведки, и уточнен разрез, относящийся к палеозою, на глубинах до 5.5–8.0 км, и его часть, соответствующая девон–нижнекаменноугольному возрасту. Получены новые данные по площади распространения и залегания отложений верхнего девона и нижнего карбона, выявлены геологические условия и предпосылки, уточняющие прослеживание додевонского комплекса и отложений нижнего-среднего девона. Проведенный анализ распространения крупных поисковых локальных объектов подтвердил наличие и развитие мегаподнятий, представляющих собой зоны гипсометрически приподнятого залегания отложений девона–нижнего карбона. В контуре мегаподнятий развиты менее значимые по содержанию углеводородного сырья, но перспективные структурные объекты. По результатам изучения и уточнения закономерностей распространения крупных объектов девон–нижнекаменноугольного возраста и выявления мегаподнятий возможно оптимизировать региональные исследования в Прикаспийском бассейне на период 2020–2030 гг.

Ключевые слова: Прикаспийский бассейн, глубинное строение, палеозойский комплекс, локальное поднятие, отражающий горизонт, сеймотектонические и геофизические методы исследования, аномалии, осадконакопление

DOI: 10.31857/S0016853X20030030

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы наметился качественно новый этап исследований по изучению и оценке перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Прикаспийского бассейна на сверх глубинах до 5.5–8.0 км (рис. 1). Тенденция связана с изучением глубокозалегающих палеозойских отложений [5, 14, 24, 25, 27, 42, 62]. Наряду с бортовыми частями, которые по глубинам залегания палеозойских отложений относительно более доступны для бурения, уточнены структурно-тектонические и пространственные модели залегания палеозойских отложений более погруженных внутренних участков Прикаспийского бассейна.

В значительной мере качественно новый этап исследований оказался возможным, благодаря существенно возросшим техническим возможностям и новому уровню обработки и интерпретации геолого-геофизических данных [2, 3, 13, 20, 27, 49, 57].

Интерес к изучению глубокозалегающих отложений Прикаспийского бассейна (девонский комплекс) определяется их региональным распространением, различием литолого-фациального состава вскрываемых разрезов, их значительной дифференциацией, необычайным разнообразием состава отложений и условий накопления, были разработаны модели палеозойского осадконакопления [15, 22, 23, 35, 43, 44].

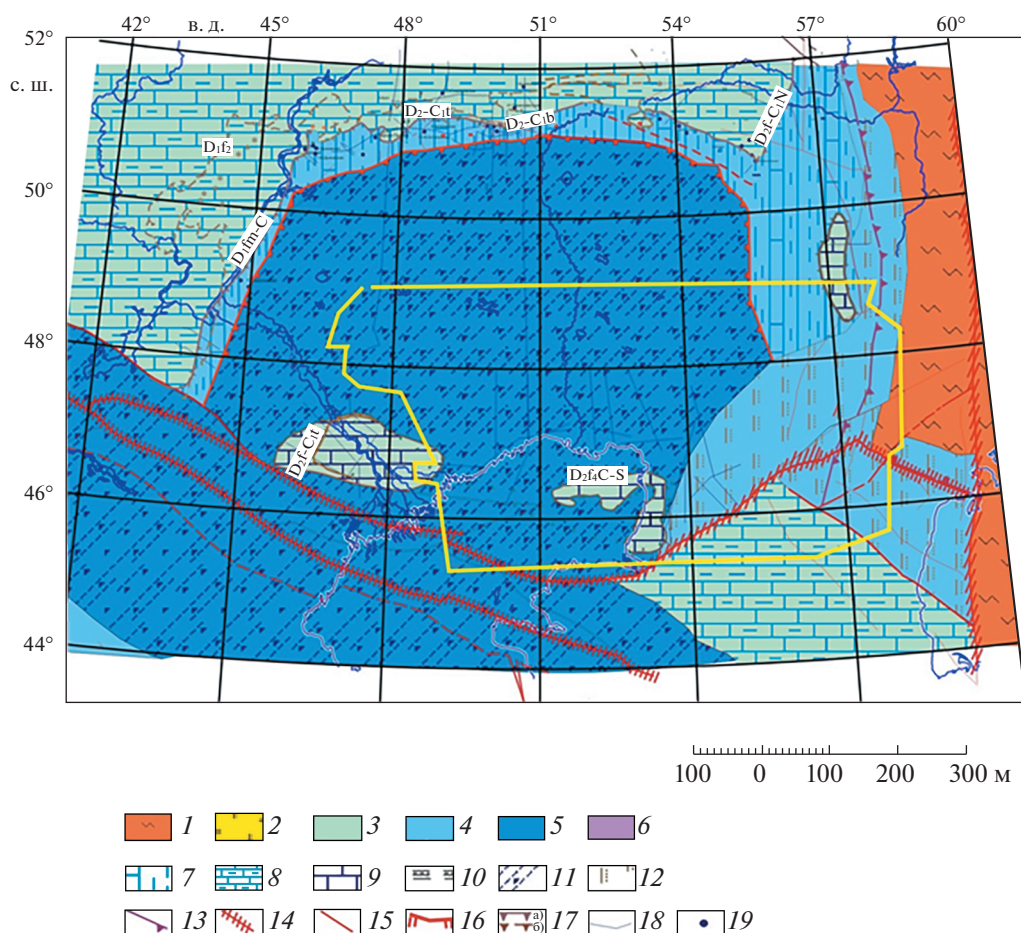


Рис. 1. Тектоно-седиментационная модель позднего девона–раннего карбона южной части Прикаспийского бассейна (по данным [10], с изменениями и дополнениями).

Показан (контур желтым) регион исследования.

1–2 области питания осадочных бассейнов: 1 – Урало-Тяньшаньская складчатая система, 2 – аккреционный ороген с расчлененным рельефом и проявлением вулканизма; 3–6 – области осадконакопления: 3 – эпиконтинентальные бассейны прибрежных равнин и внутреннего шельфа, 4 – внешний шельф, 5 – глубокие котловины на шельфе, 6 – котловины морей и океанов; 7 – глинисто-карбонатный комплекс; 8 – карбонатный комплекс эпиконтинентальных шельфовых бассейнов; 9 – карбонатные комплексы внутрибассейновых платформ; 10 – терригенный комплекс эпиконтинентальных шельфовых бассейнов; 11 – углеродисто-глинистые, карбонатно-глинистые битуминозные отложения глубоких котловин на шельфе; 12 – граувакковый комплекс; 13 – граница Восточно-Европейского палеозойского континента; 14 – зоны трансрегиональных сдвигов; 15 – разломы; 16 – тектонический уступ, 17 – карбонатные уступы: а – фран, б – фамен–турне; 18 – региональные профили МОГТ; 19 – глубокие скважины

Изменения мощности и фациальная неоднородность стратиграфических комплексов связываются с дифференциацией тектонических движений. Мощное осадконакопление сопровождалось преобладанием восходящих движений в бортовых частях и региональными несогласиями, что определяло главные закономерности и положение в разрезе пород-коллекторов и покрышек для углеводородов. Мелководные карбонатные отложения в бассейновой части не выклинивались, уменьшение их толщины при этом связывается с предпермским размывом [40].

Центральные районы бассейна осадконакопления рассматривались как области формирова-

ния унаследованных поднятий (Биикжальское, Кенжалинское поднятие и др.). Стратиграфическая полнота разреза уменьшается от бортовых зон к относительно глубоководным районам и, в районе Биикжальско-Атырауской системы сводовых поднятий по сейсмическим данным под терригенную толщу нижней перми непосредственно выходят карбонатно-терригенные отложения девона [36, 38].

Мелководные карбонатные отложения накапливались по краям морского бассейна и вглубь бассейна замещались маломощными депрессионными фациями некомпенсированного осадконакоплением прогибания. В более продвинутых к

центру бассейна районах мелководные образования могут формировать значительные по размерам одиночные карбонатные массивы, аналогичные Тенгизскому атоллу, которые рассматриваются как основные объекты нефтегазопромысловых работ [11, 16].

В докунгурский период развития Прикаспийский глубокоководный бассейн характеризовался некомпенсированным характером осадконакопления. Глубина морского бассейна в центральной части достигала отметки 4–5 км и более. При общем сохранении полноты разреза и выдержанности структурно-формационных комплексов в бассейновой части допускаются кратковременные перерывы в осадконакоплении в карбоне и предартинское время. Глубоководные аналоги мелководных шельфовых карбонатов из-за невысокого содержания органического вещества крупных промышленных скоплений углеводородов не содержат [28, 35].

Палеоструктура карбонатных отложений Южно-Эмбинского поднятия образовалась в результате седиментационных процессов и мелководного характера рельефа дна бассейна. Темпы осадконакопления и формирование глубокоководных отложений определялась палеобатиметрическим профилем шельфа, на котором осаждались карбонаты различной толщины. В разрезе каменноугольно–нижнепермской толщи на северо-западном склоне Южно-Эмбинского поднятия распространение коллекторских пачек определяется положением седиментационных уступов и разновозрастных конусов выноса. Участки выпадения артинских и местами ассельских отложений в разрезе отдельных поднятий связано не с их размывом, а отсутствием седиментации. Перерывы в накоплении карбонатов в разрезе платформ и бортовых зон Прикаспийского бассейна обусловлены погружением участков ниже уровня карбонатной седиментации [34]. Мы разделяем данную точку зрения на модель осадконакопления и в дополнение ее развития считаем, что внутренние области осадконакопления располагают не менее значимым углеводородным потенциалом, где приоритетное значение в поисковом отношении имеют крупные конседиментационные поднятия по верхнему девону–нижнему карбону.

Различия в существующих вариантах моделей определяет доминирующее влияние тех или иных факторов осадконакопления в бассейне с которыми связывается основной углеводородный потенциал и перспективы поисковых работ. Варианты моделей следующие:

– модель обосновывается важной ролью вертикальных подвижек и уменьшением полноты разреза в центральных относительно глубоковод-

ных районах бассейна, где девонские отложения характеризуются приподнятым залеганием;

– модель строения предполагает возможности карбонатного осадконакопления во внутренней относительно мелководной части бассейна;

– модель, в которой характер осадконакопления в значительной мере определяется активной деятельностью палеорусловых потоков;

– модель осадконакопления учитывает роль и влияние рельефа морского дна, принципа изостазии и проседания участков за счет веса накопившихся осадков, особенностей карбонатной седиментации и по мнению авторов, в данном случае внутренние районы бассейна осадконакопления располагают высоким углеводородным потенциалом, приоритетное поисковое значение имеют крупные конседиментационные поднятия по верхнему девону–нижнему карбону.

Характеризуя строение и распространение девонских отложений важно отметить их объективно невысокую степень изученности в сравнении с каменноугольно–нижнепермской частью палеозойского разреза [7–9, 17]. На начальном этапе изучения Прикаспийского бассейна развитие девонских отложений связывалось с крупными карбонатными платформами и приподнятым залеганием палеозойской толщи в условиях узкой бортовой зоны, определяющей “золотое кольцо” Прикаспия [12, 21, 31, 32]. Девонский комплекс вскрыт и содержит промышленные скопления углеводородов на северном (Чинаревское, Карачаганак) и южном (Тенгиз, Ансаган) обрамлении бассейна [4, 30, 32]. Нефтегазопрооявления и показания на содержание новых залежей в девоне отмечены в разрезе северной (Кобланды) и восточной (Урихтау) бортовой зоны бассейна [1, 5, 6, 25]. В последующем, как показали расчеты, объем и количество материнских пород (комплексов), углеводороды на бортах бассейна были признаны недостаточными для формирования известных к настоящему времени крупных и гигантских месторождений нефти и газоконденсата в бортовых зонах Прикаспийской впадины [5]. В связи с расширением и вовлечением в изучение внутренних относительно погруженных районов бассейна прогноз нефтегазоносности девонской толщи становится особенно актуальным в последние годы и рассматривается как одно из перспективных направлений поисковых исследований.

На юго-востоке Прикаспийского бассейна (рис. 2), в продвинутой относительно мелководной части бассейна (Гурьевский и Биикжальский своды Актюбинско-Астраханской системы выступов фундамента) пробурены скважины на структурах Гурьевский свод (П-1 Карсак, П-2 Жарбас, П-3 Акатколь) и Жусалысай (П-1 Эмбинская). Вскрыт терригенный разрез палеозой-

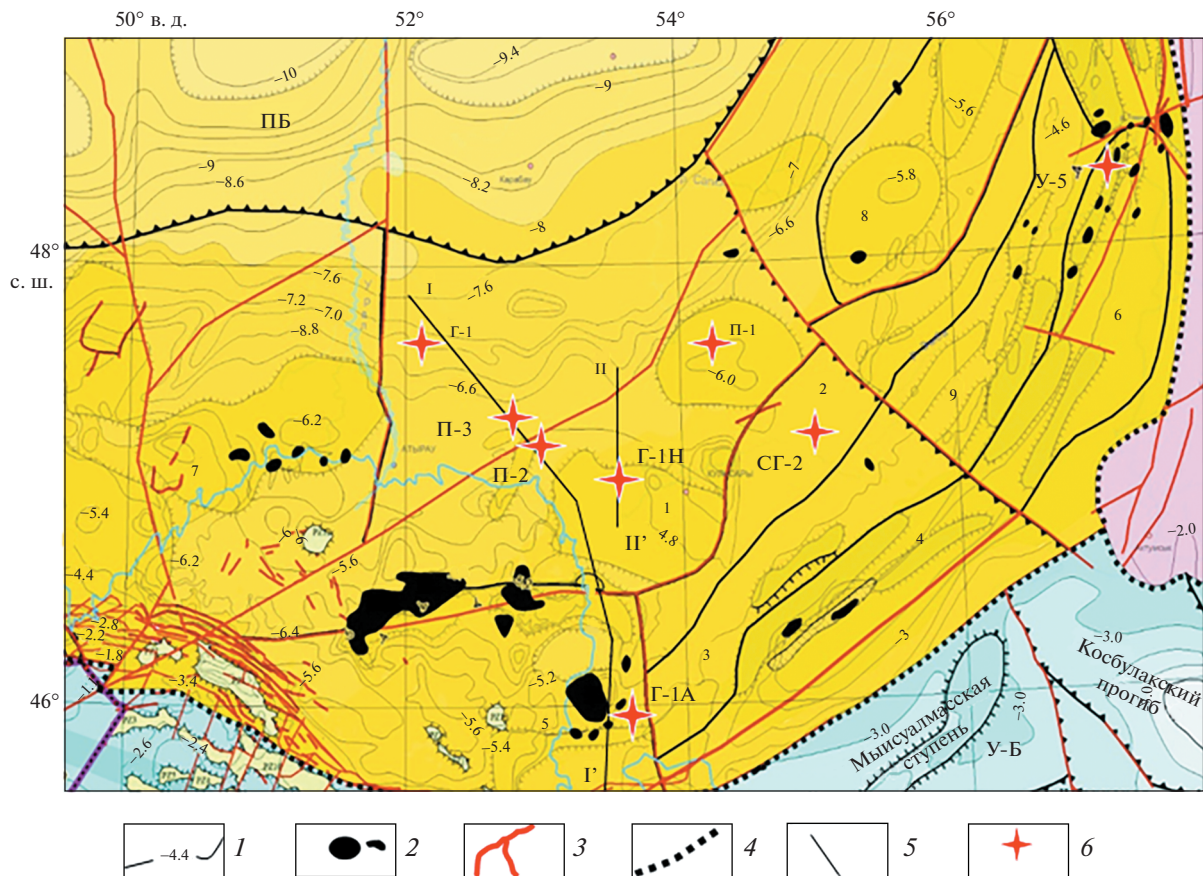


Рис. 2. Палеозойский комплекс южной части Прикаспийского бассейна.

Структуры нижнего порядка (ступени): 1 – Гурьевско-Кульсаринская, 2 – Намазтакырская, 3 – Маткен-Биикжалская, 4 – Южно-Эмбинское поднятие в зоне поднятий; 5 – Каратон-Тенгизская, 6 – Жанажол-Торткольская, 7 – Междуреченская, 8 – Шубаркудук-Коскольская; 9 – Боржер-Акжарская.

1 – изогипсы по отражающему горизонту П₁, км; 2 – месторождения углеводородов; 3 – разломы; 4 – границы геоструктур I-ого порядка: ПБ – Прикаспийский бассейн, У-Б – Устьюрт-Бозаши; 5 – линия сейсмо-геологического профиля I–I' и II–II'; 6 – скважины с аномальной отметкой вскрытия и перспективным разрезом палеозоя: Г-1 – Тасым Юго-Восточный (7050 м), П-2 Жарбас (5388 м), П-3 – Акатколь (6455 м), П-1 – Эмбинская (6203 м), СГ-2 – Биикжал (6028 м), Г-1А – Ансаган (5447 м), Г-1Н – Нур (5721 м), У-5 – Урихтау (5374 м)

ской толщи (П-3 Акатколь, П-1 Эмбинская). В последней скважине ниже подошвы терригенной нижней перми были вскрыты отложения карбона [34, 38]. Ожидаемые породы девона тогда оказались не вскрытыми. На восточном борту Прикаспия в различных районах (Кумсай, Бозоба, Бактыгарын, Акжар Восточный, Аккум, Урихтау) пробурено шесть скважин [1, 8, 9, 17], которые вскрыли разрез от нижнего девона до верхнего девона. Отмечается преимущественно пластовый конседиментационный характер строения выявленных крупных поднятий по девонским отложениям, унаследованный, по-видимому, от более древних выступов коренных пород.

В дальнейшем прогноз развития в разрезе девонских отложений и благоприятных условий для выделения в них ловушек нефти и газа связывался с уточнением характера и прослеживания

вглубь бассейна распространения известных зон мелководного карбонатного осадконакопления. На северном борту выделена перспективность среднего и верхнего девона на новых объектах, прилегающих к месторождениям Чинаревское и Карачаганак [31, 32]. На южном борту уточнено положение зон возможного расширения карбонатных отложений за пределами Кашаганской и Каратон-Тенгизской платформ [5, 30].

Опыт изучения глубокозалегающих горизонтов палеозоя на сегодняшний день в большей мере основан на результатах проводки единичных параметрических и поисковых скважин, которые пробурены в относительно продвинутых к центру, внутренних частях бассейна осадконакопления [5, 16, 25, 27, 29, 33, 47, 48] (см. рис. 2), который заключается в следующем.

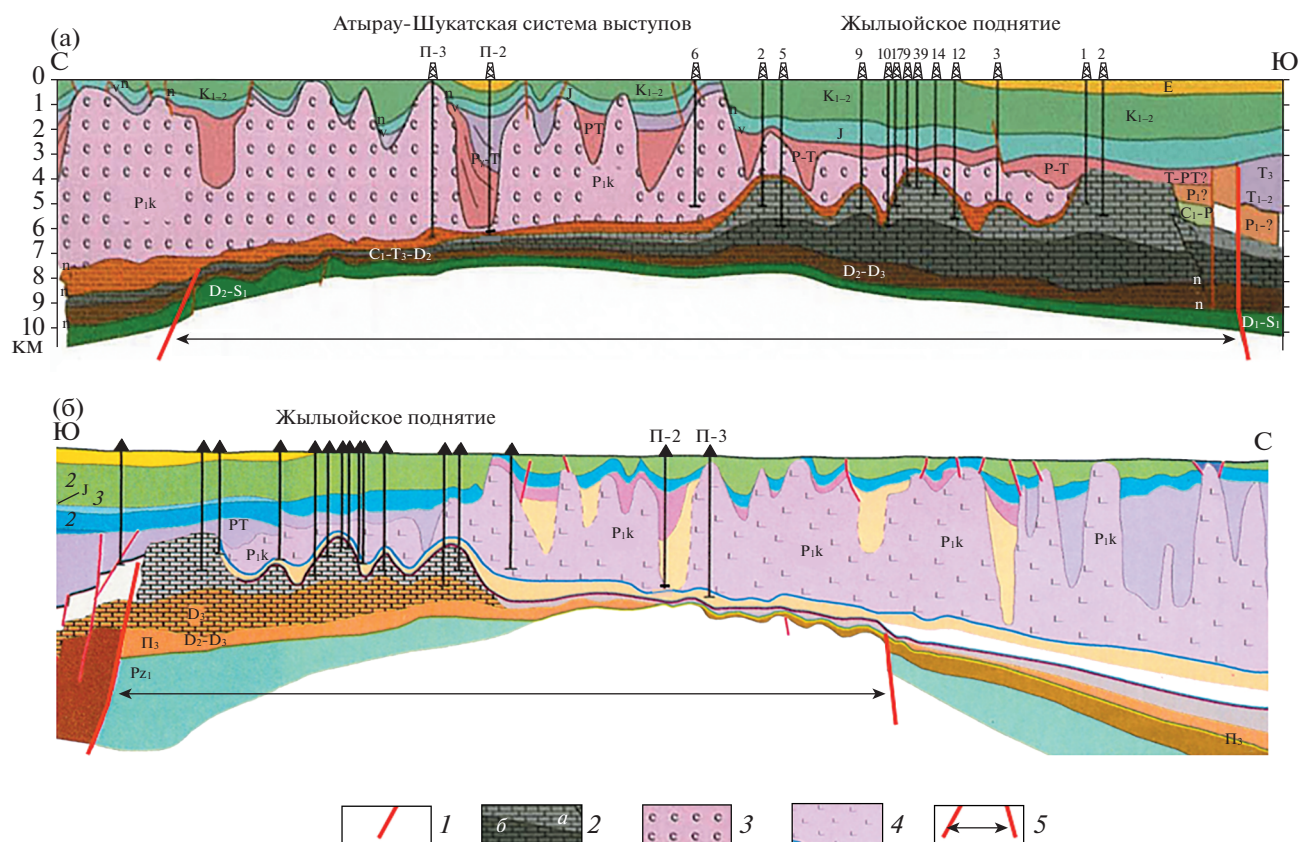


Рис. 3. Юго-восток Прикаспийского бассейна.

Региональный геолого-сейсмический разрез I–I' по линии Акатколь – Тенгиз – Южная: (а) – по данным [14]; (б) – по данным [5, 13].

1 – региональные разломы; 2 – карбонатные породы: а – средний-верхний карбон, б – нижний-средний карбон; 3–4 – сульфатно-галогенные породы; 5 – субширотная полоса с повышенными значениями АМП (геомагнитная ступень) в зоне приподнятого залегания девонских отложений и развития крупных поднятий по девон–нижнекаменноугольному комплексу

• Сохранена стратиграфическая полнота разреза в относительно погруженных внутренних районах бассейна осадконакопления, наряду с бортовыми зонами (рис. 3, а). Ранее предполагалось сокращение разреза: в одном случае – за счет размывов и выпадения отдельных секций каменноугольных отложений и более древних комплексов, в другом случае – в результате развития крупных палеоподнятий – Биикжальский, Гурьевский свод и др. (см. рис. 3, б). По уточненной модели строения палеозойской толщи новые данные отмечают конседиментационное и чаще унаследованное формирование крупных поднятий в верхнем девоне–нижнем карбоне во внутренней более погруженной части бассейна.

Как показало бурение опорных скважин П-3 Акатколь (Гурьевский свод) и П-1 Эмбинская (Жусалысай) (см. рис. 2), развитие крупных поднятий в карбоне и, возможно, в девоне на преобладающей части бассейна происходило в условиях, преимущественно, терригенного и карбонатно-терригенного осадконакопления [15].

• Достаточно уверенно прослежены палеозойские сейсмические горизонты P_3 , P_2^D , P_2^I , характеризующие девонско-нижнекаменноугольную часть разреза и более надежно, в сравнении с техническими возможностями расчленения разреза на предыдущих этапах исследований, выделены два основных сейсмокомплекса (девон–средневизейский и верхневизей–артинский) [18].

• Выявление нефтегазоносности палеозойских отложений в разрезе относительно погруженных районов бассейна осадконакопления на глубинах 7.0 км и ниже (площадь Тасым Юго-Восточный). Получение новых данных, указывающих на высокую вероятность нефтегазоносности отложений верхнего девона–нижнего карбона на этих глубинах в различных районах относительно погруженной части Прикаспийского палеозойского бассейна. На северном обрамлении бассейна – поднятия Кобланды, Ширак, Тамды, Желаевская. На южном борту – поднятия Кобяковская, Забурунье, Сарайшик, Жамбай, Нур (Кузбак), зо-

на Кызылкудук—Буйыргын и Мунайлы—Биикжал—Улькентобе Юго-Западный. На востоке выделяется зона Акжар—Курсай—Акжар Восточный, Косколь и Урихтау [5, 25].

- Установлено низкое содержание серы и сероводорода при проведении поисковых работ на объектах с глубиной залегания 5.5–7.0 км, что является важной предпосылкой в планировании поисковых работ, базирующихся на прогнозе залежей углеводородов (УВ) с низким содержанием сероводорода и серы [4, 25].

Исследования авторов основаны на геологических особенностях строения региона исследования, а также оценке перспектив нефтегазоносности девонских отложений. Для этого привлечены данные потенциальных полей — аномальное магнитное поле и результаты анализа гравиметрических аномалий. На основании комплексного изучения результатов бурения, сейсмических исследований и данных анализа потенциальных полей сделан прогноз развития и распространения девонских отложений в пределах южного сегмента Прикаспийского бассейна. Данный прогноз, по мнению авторов, базируется на приуроченности выявленных крупных палеозойских поднятий по девону к зонам повышенного значения магнитного поля. К таким аномальным участкам относятся и более крупные объекты, формирующие мегаподнятия. Авторами статьи приводятся полученные данные по структурно-геологическому строению и особенностям тектоники разреза палеозойской толщи на значительных глубинах 5.5–8.0 км.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В качестве основного метода исследования использован всесторонний анализ результатов интерпретации данных региональных и площадных сейсмических работ по состоянию на 01.01.2013 г., поисково-разведочного бурения и комплексирования различных видов исследований за период 1990–2018 гг. Приводятся результаты исследований, проведенных экспериментальных работ и сравнительного анализа строения палеозойских отложений Прикаспийского бассейна [6, 11–13, 17, 26, 35, 41]. На последнем этапе, в 2009–2013 гг. изучение территории и уточнение региональных закономерностей проводилось в рамках важных для страны отраслевых Проектов “Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан” (Проект КИОБ РК) и “Высокоточная инновационная аэромагнитная съемка по Прикаспийской впадине”.

Обширная область приподнятого залегания поверхности фундамента, известная как Астраханско-Актюбинская система выступов, занимает значительную часть южного, юго-восточного и восточ-

ного сегмента бассейна. Для этой части территории авторами было сделано предположение о связи структурных особенностей фундамента и палеозойской толщи с закономерностями распространения аномалий магнитного поля [2, 5]. Важным, наряду с аномальным магнитным полем, представляется уточнение внутреннего строения и особенностей залегания палеозойской толщи, в связи с характеристиками и закономерностями других потенциальных полей. При этом обосновывается закономерная связь некоторых особенностей строения палеозойской толщи (девонский комплекс) с закономерностями распределения аномалий потенциальных полей. С учетом этого в статье и была поставлена задача, поновому и критически оценить физическую принадлежность и факторы, способствующие проявлению этих аномалий.

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ, БУРЕНИЯ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ

В процессе исследований был выполнен ряд важных наблюдений по разным регионам Прикаспийского бассейна, вытекающих из углубленного комплексного анализа геолого-геофизических данных [5]. Аномальное магнитное поле (АМП) дифференцировано на две характерные области, пониженного и повышенного значения (рис. 4). Рассматриваемая территория и, практически, большая часть южного обрамления Прикаспийского бассейна отнесены к области повышенных значений магнитного поля. Контуры, выделенной таким образом части территории, представляют дугобразно расположенную в плане, гигантскую геомагнитную ступень, обращенной тыльной (выпуклой) стороной на юго-восток (см. рис. 4). Передний (вогнутый) северо-западный край данной ступени характеризует смену значений аномального магнитного поля и резкий перепад глубин залегания палеозоя, определяющий следующий батиметрический уровень и схождение дна морского бассейна в направлении к центральной депрессии. Южная граница этой зоны положительных аномалий магнитного поля, по мнению авторов, определяет смену формационного состава по фундаменту и до-палеозойским образованиям. Данная граница близка по расположению в плане и форме к полосе раздела между фундаментом юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы и Скифско-Туранской плиты [2].

По имеющимся предположениям, авторы увязывают распределение магнитных аномалий с закономерностями распространения в разрезе отложений додевонского и девонского комплексов.

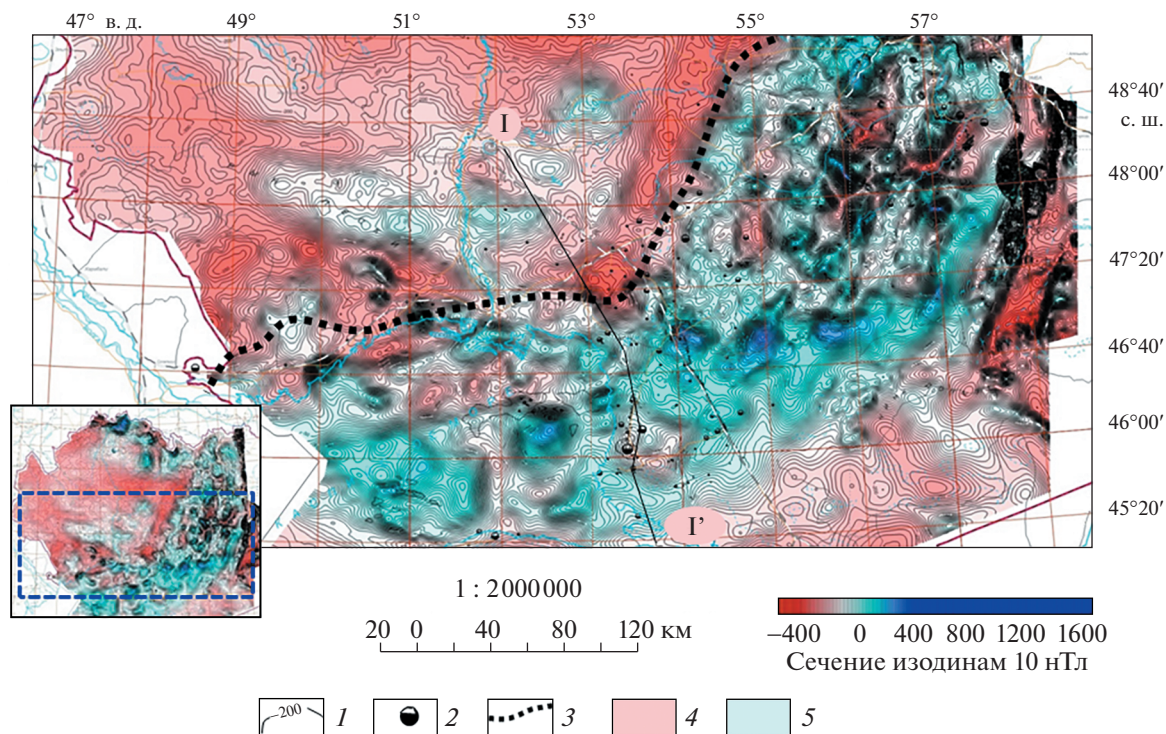


Рис. 4. Сводная карта распределения аномального магнитного поля южной части Прикаспийского бассейна. 1 – изолинии значений АМП, нТл; 2 – месторождения углеводородов; 3 – линия, обозначающая передний край геомангнитной ступени; 4–5 – области значений АМП: 4 – пониженного, 5 – повышенного

В практическом отношении данный прогноз основывается на предположении о повышенном залегании и положении областей развития до-девонского и девонского комплексов в разрезе данной ступени с отметкой их залегания до 8.0 км [25]. В области пониженного значения поля и аномалий (северо-западные районы, т.е. опущенная часть ступени), соответствующей центральной части Прикаспийского бассейна, отметка поверхности до-девонских и девонских отложений, предположительно, составляет от 10 км и более.

С учетом данных по региональному сейсмогеологическому разрезу [14] через юго-восточный борт бассейна выявлено, что Атырауско-Шукатской системе выступов по фундаменту в плане по палеозойской толще соответствует относительно ровная и сейсмически спокойная площадка (см. рис. 3, а, см. рис. 4). На северо-западе контур этой площадки фиксируется по резкому погружению вглубь бассейна в районе, где отмечается резкий сход и увеличение толщины нижнепермского терригенного комплекса (P_1 а-с). Девонские и каменноугольные отложения сохраняют выдержанное развитие в разрезе (см. рис. 3, а). В разрезе данной площадки отмечалось выклинивание и отсутствие девонских отложений (см. рис. 3, б), по [15]. По разрезу в контурах данной площадки расположена Гурьевско-Кульсаринская ступень, представленная Кульсаринской зоной поднятий

и крупным Сарыниязским поднятием [5, 24]. Далее на юг и юго-восток, контурам аномалий с повышенными значениями магнитного поля соответствует Каратон-Тенгизская зона поднятий (карбонатная платформа). Данный участок увязывается с областью повышенных значений аномального магнитного поля (ΔT). Полагаем, что данные крупные тектонические элементы имеют такую характеристику в связи с приподнятым залеганием верхнедевонско–нижнекаменноугольного комплекса и более древних отложений (нижний-средний девон). В определенной степени эти предположения находят подтверждение по данным бурения (Тасым Юго-Восточный, Тенгиз, Ансаган) и обосновываемым сейсмическим моделям крупных объектов в пределах Кульсаринской зоны поднятий, Намазтакырской и Маткен-Биикжальской ступени (Машлы, Шокат, Мунайлы, Кыркмерген–Мунайлы Северный и др.) (см. рис. 2). По сейсмическим данным (рис. 5) отмечаются следующие важные особенности их строения:

- крупные размеры и амплитуда поднятий по девонской толще (средний и верхний девон) по отражающему горизонту P_3 ;

- установленный слоистый характер толщи между отражающими горизонтами P_2^D и P_3 (верхний девон–нижний карбон) [18].

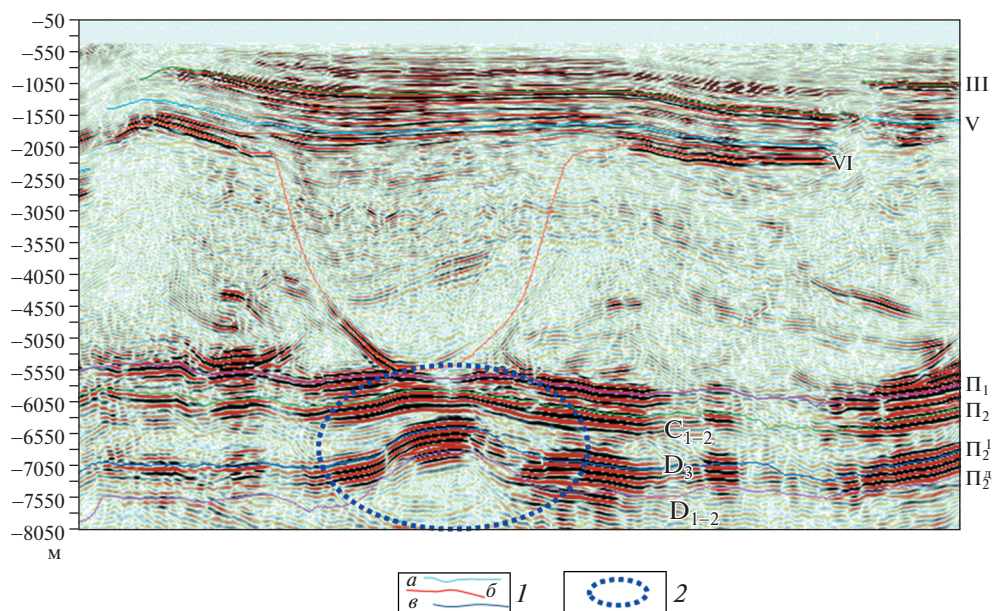


Рис. 5. Геолого-сейсмический разрез (II–II') по юго-восточной бортовой зоне Прикаспийского бассейна. 1 – отражающие сейсмические горизонты: а – подошва юры (V), б – кровля соли (VI), в – кровля подсолонного комплекса (П₁); 2 – крупное поднятие по девонско–нижнепермской толще

На восточном борту Прикаспийского бассейна на разрезе западной части Жанажол-Торткольской зоны валообразных поднятий установлена приуроченность сейсмического горизонта П₃ с глубинами залегания 5.7–8.6 км [5] к поверхности нижнего-среднего девона. На временном поле данное отражение представлено в виде 1–2-х фазного колебания с видимой частотой в пределах 20–25 Гц. В пределах Урихтау-Кожасайского вала по девонскому комплексу по отражающему горизонту R (ТОО “PGD “Services”, Алматы, Казахстан) уточнено строение крупного поднятия Урихтау [1, 5]. Отражающий горизонт R, приуроченный к подошве верхнего девона, характеризует цокольную часть крупного карбонатного тела. По изогипсе минус 4700 м, размеры девонского поднятия составляют 4.7 × 3.4 км, амплитуда – более 300 м. Прогноз по данным сейсморазведки крупной карбонатной постройки в верхнедевонских отложениях явился основанием для бурения скважины глубиной 6000 м. Предполагаемая площадь резервуара составляет 36.2 км².

При бурении скважины У-5 Урихтау из отложений верхнего девона было получено интенсивное нефте-газо-водопроявление. По данным лабораторного анализа в пробах газа и пластового флюида отмечено низкое содержание серы и сероводорода – до 0.024% (НИИ “Каспиймунгаз”, Атырау, Казахстан). В девонской части разреза выполнен отбор керна в интервалах 4973–4982, 5090–5108, 5220–5229 и 5326–5335 м. В образцах, представленных преимущественно

карбонатными породами, отмечены многочисленные прямые признаки углеводородов. Получение положительного результата в девонских отложениях площади Урихтау на восточном борту Прикаспийского бассейна показывает на новые возможности, подтверждает необходимость уточнения высоких перспектив крупных палеозойских поднятий и показывает высокую вероятность результативности при проведении геолого-разведочных работ.

Несмотря на относительно невысокую степень изученности, имеющиеся данные все же указывают на довольно широкое развитие девонских отложений на восточном борту Прикаспийского бассейна [1, 5, 25]. С учетом новых объемов поисковых работ в связи с перспективностью девонских отложений отметим подготовленность к дальнейшему детальному изучению крупных поднятий, приуроченных к Темирско-Утыбайской системе выступов по фундаменту, объединяющей Жанажол-Торткольскую и Темирскую зоны поднятий (Урихтау, Аккемир и др.). В отличие от объектов, связанных с карбонатными платформами и постройками в бортовых зонах, предполагается, что крупные поднятия по девону могут формироваться в относительно глубоководной части и приурочиваться к областям терригенного и карбонатно-терригенного осадконакопления. В данном случае и при проведении поисковых работ крупные объекты в девонских отложениях в меньшей степени будут связаны с возможным сероводородным включением.

Таблица 1. Нефтегазоносность девонских отложений Прикаспийского бассейна по данным бурения.

Площадь (региональная зона)	Глубина перспективных горизонтов, м	Результаты бурения и испытания скважин
<i>Юго-восточный борт. Каратон-Тенгизская карбонатная платформа</i>		
Тенгиз	3900–4550	Выявлены промышленные залежи нефти в верхнедевонских отложениях. Отметка ВНК – 5450–5462 м. Объекты разработки: I (C ₂ b-C ₁ s), II (C ₁ v ₁ -t) и III (D ₃)
Ансаган	5490–5715 5715–5918 5918–6200	В скважинах Г-1, Г-2 и Г-3 вскрыты карбонаты среднего и верхнего девона. Получен промышленный приток газоконденсата. Низкое содержание H ₂ S во флюидах
<i>Северный борт. Карачаганак-Кобландинская зона поднятий</i>		
Карачаганак	5690–5790	Выявлены залежи в среднем (бийский горизонт) и верхнем девоне. НГК в отложениях верхнего (D ₃ fr ₃) и среднего девона (D ₂)
Кобланды	6350–6446	На забое в скважине К-3 вскрыты эйфельские отложения (D ₂ ef). По ГИС выделено 3 объекта для испытания (I, II, III). При испытании I объекта в колонне получен приток газа и воды, пленка нефти. H ₂ S в углеводородах отсутствует
Чинаревская (Чинаревско-Токаревская зона поднятий)	4400–4900	Залежи на северо-восточном и западном участке (D ₃ fr ₁ ; D ₂ gv). Залежь на южном участке (D ₃ fm). Продуктивны бийские, афонинские и ардаговские отложения среднего девона. Низкое содержание H ₂ S в углеводородах
<i>Восточный борт</i>		
Акжар Восточный	5675–5843 (прогноз)	В скважине Г-5 вскрыт девон в широком возрастном диапазоне (D ₁ –D ₃). Конседиментационное залегание девонских отложений на породах фундамента и прогноз нефтегазоносности девонских отложений в зоне поднятий Акжар–Курсай–Акжар Восточный
Урихтау	5360–5374	В скважине У-5 при бурении на глубине 5360 м получено интенсивное нефте-газо-водопроявление из отложений верхнего девона (фамен). H ₂ S в углеводородах отсутствует

Наряду с бурением на поднятии Урихтау (восточный борт), большое практическое значение для дальнейшего развития поисковых исследований и прогноза новых крупных скоплений нефти и газа в глубоководных отложениях (средний и верхний девон–нижний карбон) имеют результаты ранее пробуренных в период 2009–2013 гг. ряда скважин на глубокие горизонты палеозоя (табл. 1). Скважины и структуры расположены в относительно продвинутых внутренних областях осадконакопления в пределах северной и южной прибортовой полосы Прикаспийского бассейна (Кобланды, Тасым Юго-Восточный, Алга-Кобяковская, Ширак, Кузбак и др.). Ре-

зультаты бурения на ряде структур свидетельствуют о приуроченности скоплений углеводородов к областям карбонатно-терригенного и преимущественно терригенного осадконакопления в относительно глубоководных условиях, в противовес крупным залежам в карбонатных резервуарах в бортовых зонах, осложненных высоким содержанием сероводорода. Связанное с этими выводами направление поисков и условия залегания отложений позволяют с новых позиций рассматривать и представить строение палеозойских отложений и перспективы проведения поисковых исследований на значительных глубинах.

Основные результаты бурения сверхглубоких скважин

Скважина Г-1 Тасым Юго-Восточный проектной глубиной 7050 м. Данная скважина пробурена в пределах северной периферии Атырауской системы выступов, относительно более погруженной внутренней части бассейна осадконакопления. Вскрытый палеозойский комплекс (нижний карбон—нижняя пермь) залегает в интервале глубин 6210–7050 м. Литологически разрез представлен преимущественно карбонатно-терригенными породами. При освоении нижнего объекта в интервале 6450–6782 м получен приток газоконденсата [17]. Получение притока газоконденсата на площади Тасым Юго-Восточный впервые подтвердило многолетний прогноз отечественных геологов и геофизиков о нефтегазоносности глубоких палеозойских горизонтов на юго-востоке в относительно погруженной части бассейна осадконакопления и явилось поворотным пунктом для их дальнейшего изучения.

Скважина К-3 Кобланды проектной глубиной 6800 м. Данная скважина пробурена на крупном палеозойском поднятии, в пределах Кобланды-Тамдинского выступа в северной бортовой части Прикаспийского бассейна. Отметка фактического забоя скважины по бурению составила 6737 м. Палеозойские отложения выделены в интервале 6136–6737 м, вскрытая толщина девонских отложений составляет 482 м. Из выделенных к испытанию двух объектов проведено освоение I-ого нижнего объекта (средний—верхний девон) в интервале 6332–6458 м (три зоны). Получен приток пластового флюида с пленкой нефти и содержанием углеводородного газа. В составе флюида не отмечено содержание сероводорода [5, 25].

Скважина Г-1 Нур (Кузбак) проектной глубиной 7250 м. Данная скважина пробурена на вершине Нур, которая вместе с куполами Бейбит и Куржем осложняет крупное поднятие Кузбак в пределах южной периферии Атырауской системы выступов по фундаменту [5]. Положение прогнозируемого перспективного поднятия соответствует внутренней относительно погруженной глубоководной области осадконакопления. Район расположения скважины приурочен к межкупольной зоне, в разрезе обоснован прогноз органогенной постройки в толще карбон—нижняя пермь. Основной объект поисковых исследований связан с крупным поднятием в среднем—верхнем девоне. Об этом убедительно свидетельствуют обоснованные геолого-сейсмические предположения, модели ловушек и все имеющиеся атрибуты временного поля. По причине технического осложнения ствола скважины палеозойская толща осталась не вскрытой.

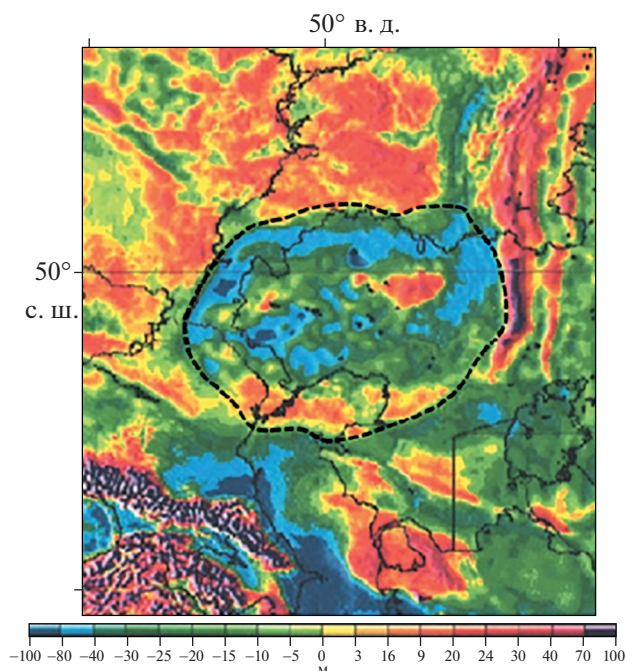


Рис. 6. Карта региональных гравиметрических аномалий Прикаспийского бассейна и прилегающих районов (по данным [15, 25], с изменениями и дополнениями).

Анализ особенностей магнитного поля показывает, что на ряде участков выявляется пространственная связь нефтегазоносных структур (крупнейшие подсольевые месторождения) с локальными отрицательными магнитными аномалиями, что укладывается в определенной мере в обосновываемую выше закономерность. Так, прослеживается пространственная приуроченность месторождений Карачаганак, Тенгиз, Жанажол, Урихтау, Кашаган к областям пониженных значений среднечастотной компоненты магнитного поля, которая вычислена как разность пересчетов магнитного поля на высоты 15 и 22 км [2].

Учитывая данную закономерность в характере распространения аномального магнитного поля ΔT , а также гравиметрических аномалий Δg , результаты проведенной аэромагнитной съемки и комплексирования методов показывают весьма характерную картину распределения аномалий на рассматриваемых обрамлениях на востоке, юго-востоке и юге Прикаспийского бассейна (см. рис. 4). Авторами на основании выявленной пространственной связи аномалий магнитного поля со структурными элементами осадочных образований был выполнен прогноз ряда новых перспективных палеозойских структур, сформированных в низах осадочного чехла, главным образом, в среднем—верхнем девоне и нижнем карбоне.

Более углубленный анализ данных в настоящих исследованиях дополнен использованием

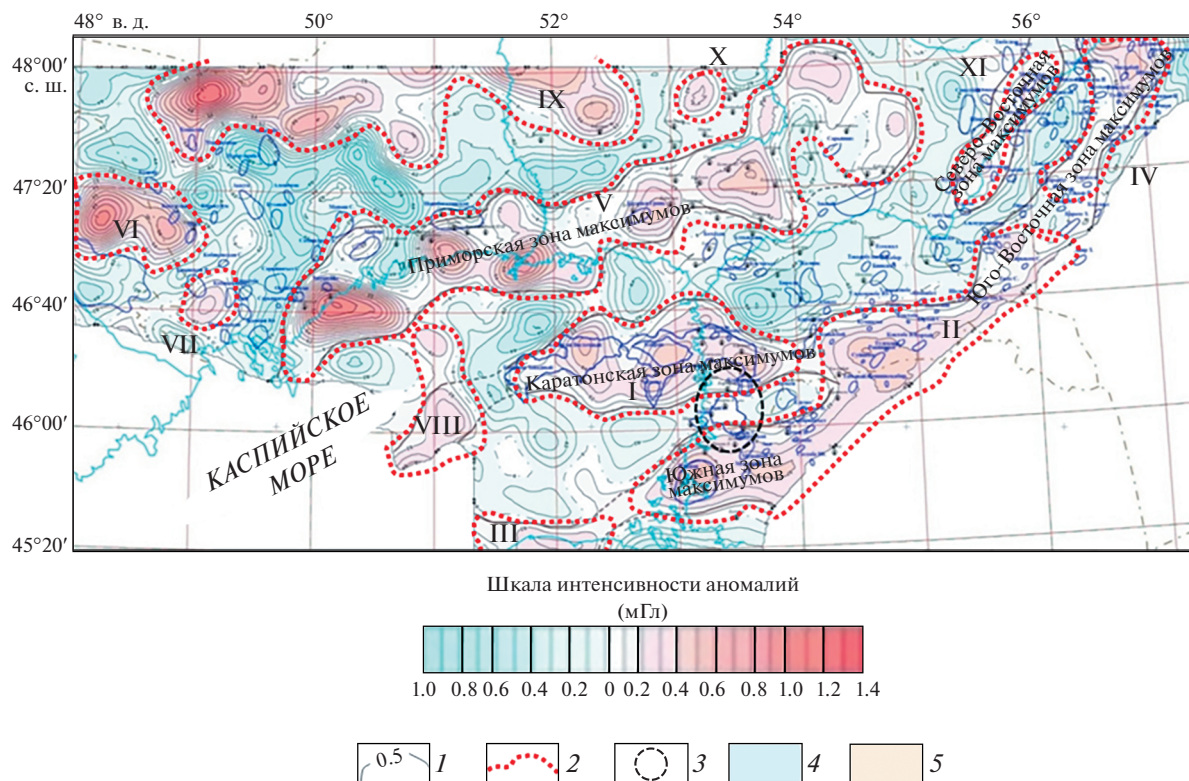


Рис. 7. Схема гравитационных аномалий, обусловленных палеозойской толщей и зон развития плотностных неоднородностей (по данным [2, 5, 24]).

1 – изолинии значений аномалий, мГл; 2 – аномалии: а – развития карбонатов (I – Кашаган-Каратонская, II – Южно-Эмбинская, III – Бозашинская, IV – Восточная), б – повышенных плотностей, включая вероятное развитие карбонатов (V – Приморско-Сарыинзская, VI – Коксаздинская, VII – Имашевско-Кобяковская, VIII – Северо-Каспийско-Жамбайская, IX – Кошалакско-Дараймолинская, X – Карабауская, XI – Северо-Эмбинская); 3 – зона обратного аномального эффекта в районе месторождения Тенгиз; 4–5 – область значения поля: 4 – пониженного; 5 – повышенного

материалов гравитационного поля. В региональном плане карта гравитационных аномалий дает представление о контурах Прикаспийского бассейна и прилегающих районов [16] (рис. 6). Центральная часть Прикаспия и южнее от него бассейн Устюрт-Бозаши характеризуются отрицательными значениями поля. Отчетливо просматривается связь структурных элементов с областями повышенных значений гравитационного поля: Аралсорский, Хобдинский максимумы и сравнительно большой по площади район, характеризующий южное обрамление Прикаспийского бассейна. Сложность непосредственного использования карт наблюдаемого гравиметрического поля в основных районах нефтегазоаккумуляции Прикаспийского бассейна осложняется влиянием соляно-купольной тектоники. Выполнение трансформаций гравиметрического поля известными способами на картах Δg , охватывающих большие территории, обычно позволяет получать некоторую информацию для регионального районирования. На основе установления связи аномалий Δg с участками развития карбонатов, выявлены структурные блоки (на основе исклю-

чения аномалий, обусловленные соляными куполами), четко установлены Кашаган-Каратонская, Южно-Эмбинская, Бозашинская и Восточная зона максимума силы тяжести (рис. 7).

Для более детального нефтегазогеологического районирования в сложных районах, по мнению авторов, необходимо использовать прогнозные структурные карты, основанные на анализе комплексных геолого-геофизических данных. Закономерности, которые мы обосновываем, находят отражение по результатам анализа структурных построений по отражающему горизонту P_1 и данными по расчету гравитационной составляющей и интерпретации поля силы тяжести. Поэтому, дополнительно для южной бортовой зоны Прикаспийского бассейна и наряду с закономерностями распределения аномалий магнитного поля, прослежена связь остаточного гравитационного поля с особенностями строения и структурного плана по подсолевым отложениям (см. рис. 7). Ряд гравитационных аномалий хорошо согласуется с распространением крупных палеозойских поднятий и зон развития карбонатных массивов [2]. Кашаган-Каратонская ано-

мания четко соответствует контурам крупной одноименной карбонатной платформы. Южно-Эмбинская, Бозашинская и Восточная аномалии, соответственно, определяют зоны карбонатов Южно-Эмбинского поднятия и на его юго-западном продолжении в районе п-ова Бозаши и отдельно, на восточном борту бассейна.

На отдельных участках в пределах этих аномалий по сейсмическим данным еще ранее предполагалась возможность присутствия высокоскоростных карбонатов в девоне и, возможно, аналогичные образования имелись и по додевонскому комплексу.

С учетом этих результатов и соответствия отдельно отмечается отсутствие обособленной положительной локальной аномалии гравитационного поля в районе крупного палеозойского поднятия Тенгиз (обратный эффект). Как одно из предположений в объяснении данного проявления потенциального полянами сделано предположение [25] о возможном развитии мощной зоны разуплотнения в интервале, ниже основной продуктивной толщи верхнедевонско-башкирского возраста, не вскрытой бурением (средний девон). Влияние прямого эффекта аномалии характерно для близко расположенных к Тенгизу поднятий Каратон и Южная. Обратный эффект от влияния аномалии в разрезе Тенгиза, полагаем, скомпенсирован из-за влияния зоны разуплотнения [5, 25].

Кроме аномалий, отражающих распространение зон развития карбонатов, ряд аномалий показывает распространение локальных объектов, связанных с зонами повышенных плотностей, не исключая и вероятные зоны развития карбонатов. Необходимо отметить, что эти аномалии объективно характеризуют зоны развития перспективных палеозойских поднятий, которые выделены ранее в широкой полосе, от междуречья Урал–Волга до самого восточного края Атырауско-Шукатской зоны выступов фундамента (Коксаздинская, Имашевско-Кобяковская, Приморско-Сарыниязская, Северо-Каспийско-Жамбайская, Кошалакско-Дараймолинская, Карабауская, Северо-Эмбинская) (см. рис. 7).

На юго-востоке подсолового Прикаспия ряд выделенных гравитационных аномалий согласуется с участками повышенной плотности пород, которым соответствует Приморская, Кошалак-Мынтобинская, Коксаздинская, Дараймолинская, Сарниязская и Северо-Эмбинская зоны.

На фоне аномалий потенциального поля крупные палеозойские поднятия, в структурном плане представляют отдельные зоны, которые объединены в мегаподнятия, проявленные по относительно более глубоким сейсмическим горизонтам. Обосновано выявление (оконтуривание) круп-

ных поднятий (мегаподнятий), некоторые особенности их строения и приподнятое залегание девонского и додевонского комплекса в пределах южного сегмента Прикаспийского бассейна [2, 3]. В практическом отношении соответствующие аномалии потенциального поля в физическом отношении обосновывают крупные мегаструктуры – мегаподнятия, региональные разломы, определяющие блоки разного гипсометрического уровня, связанные с более глубокими геологическими образованиями до-девонского комплекса и фундамента. Принципиальная схема формирования мегаподнятий представляет сравнительную характеристику структурных планов по подсоловым отражающим горизонтам, характеризующих среднедевонско-нижекаменноугольную часть разреза (рис. 8).

На примере юго-восточной бортовой зоны показано соотношение отражающих горизонтов P_3 , P_2^D и P_2 , приурочиваемых к поверхности среднего девона, толщи верхний девон–нижний карбон и среднего карбона, соответственно. В структурном плане по отражающему горизонту P_2 (кровля карбона) выделяется серия локальных поднятий, которые более контрастны по амплитуде по поверхности верхнего девона. В разрезе, крупные поднятия по верхнедевонско–нижекаменноугольной толще (ОГ P_2^D) осложняют единое мегаподнятие, отмечаемое на уровне отметки -7.0 км по кровле среднего девона (ОГ P_3).

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Полученные результаты интерпретации данных потенциальных полей принципиально объясняют физическую сущность мегаподнятий, как реальных объектов, и обосновывают прогноз их формирования. Вместе с этим имеется возможность существенно дополнить более точные структурные планы, выданные в ограниченном порядке (в связи с большими глубинами залегания палеозоя для более погруженных районов) методами сейсмических исследований. Выявленные нами на основе проведенного анализа закономерности могут стать основой стратегии поисковых работ в рассматриваемом регионе.

В аномальном магнитном поле рассматриваемые мегаподнятия в палеозойской толще пространственно приурочиваются к полосе проявления геомагнитной ступени, которая, как мы полагаем, определяет тренды развития и формирования в разрезе крупных поднятий по девону–нижнему карбону (см. рис. 4). Соответствие полученных данных комплекса геофизических методов (аномалии магнитного и гравитационного поля, зоны повышенных средних скоростей, ха-

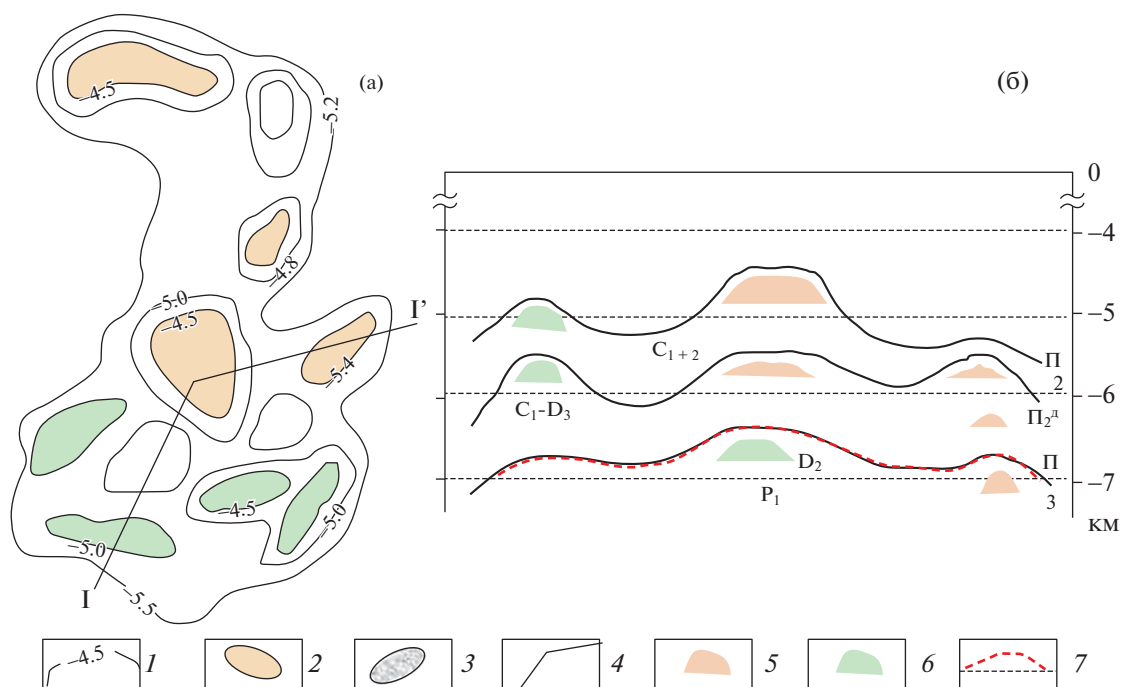


Рис. 8. Аналоговая модель мегаподнятия в палеозойских отложениях Прикаспийского бассейна.

(а) – структурная схема; (б) – профиль I–I'.

1 – изогипсы по отражающему горизонту ОГ P_2 (кровля карбона), км; 2–3 – поднятия: 2 – содержащие месторождения углеводородов, 3 – перспективные; 4 – линия профиля I–I'; 5 – залежи углеводородов; 6 – перспективные ловушки для углеводородов; 7 – контур мегаподнятия

рактерные элементам глубоких сейсмических горизонтов) позволяют наметить более обоснованные границы реальных геологических объектов.

Дополнительно к этому, выделяемые тренды мегаподнятий на юго-востоке Прикаспийского бассейна (см. рис. 4, см. рис. 6, см. рис. 8), по мнению авторов, определяют масштабные уровни или пояса осадконакопления, образование которых может быть связано с вдоль бортовыми региональными разломами, формированием отдельных протяженных тектонических ступеней и влиянием на осадконакопление седиментационных внутрибассейновых уступов. Прогноз и детальное изучение мегаподнятий служит практической реализации поисковых работ. Акцентирование исследований на прогнозе мегаподнятий одновременно придает поисковым работам комплексный характер, расширяется зона поисков в оценке перспективных объектов, а при наличии на объекте пробуренных скважин обеспечивается более рациональная и эффективная последовательность работ.

ВЫВОДЫ

Сравнительный анализ данных бурения, сейсмических исследований, а также результатов комплексирования данных потенциальных полей по палеозойскому комплексу южной части При-

каспийского бассейна позволяют нам сделать следующие выводы.

1. На основании комплексного анализа геолого-геофизических материалов, интерпретации данных сейсморазведки, бурения и учета положительных гравиметрических аномалий область пониженного значения аномального магнитного поля, выделяемая в южной части Прикаспийского бассейна в качестве геомагнитной ступени, в плане соответствует зонам накопления средне- и верхнедевонских отложений в относительно приподнятом залегании. Основной особенностью структуры данной области является развитие и формирование крупных поднятий в девон–нижнекаменноугольном разрезе.

2. На уровне среднего девона (цоколь) крупные поднятия, т.е. отдельные вершины по верхнему девону–нижнему карбону, объединяются в новые крупные объекты – мегаподнятия.

3. Выявленные закономерности в приуроченности и связи крупных палеозойских поднятий и объединяющих их мегаподнятий с аномалиями потенциальных полей предлагаются нами в качестве нового обосновывающего материала для дальнейшего целенаправленного изучения и оценки перспективности глубокозалегающих отложений девона и нижнего карбона на глубинах 5.5–7.0 км на юге Прикаспийского бассейна.

Вместе с возможностями практической реализации исследований в данном направлении.

4. Аномальные по размерам и площади палеозойские поднятия с учетом возросших возможностей технического обеспечения интерпретации геолого-сейсмических данных, более объективно характеризуют условия и модели палеозойского осадконакопления. В связи с этим одной из задач поисков является выяснение закономерностей регионального положения палеозойских поднятий и анализ фациальной обстановки их формирования и идентификации с потенциально нефтегазоносными структурами.

5. Прогноз в разрезе поднятия Тенгиз и, предположительно, всей Каратон-Тенгизской платформы нижнего этажа нефтегазоносности в отложениях до–верхнедевонского возраста (PZ_1-D_{1-2}) в перспективе предопределяет один из основных поисковых ориентиров для данного района при исследованиях объектов на больших глубинах.

Благодарности. Авторы выражают глубокую признательность и благодарность всем коллегам в АО НК “КазМунайГаз” (г. Астана, Казахстан), АО “Геокен” (г. Алматы, Казахстан), РГП “Специализированное гравиметрическое предприятие” и ТОО “Ак-Ай Консалтинг” (г. Алматы, Казахстан) за совместную творческую работу в процессе реализации проектов “Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан” и “Высокоточная инновационная аэромагнитная съемка”, которые были выполнены в 2009–2013 гг. Авторы искренне благодарны старшим коллегам и видным ученым и специалистам У.А. Акчулакову, Э.С. Воцалевскому, Б.С. Ужкенову, Б.М. Куандыкову, К.О. Исканиеву, У.С. Карабалину, Б.А. Ескожа (г. Алматы и г. Астана, Казахстан), принявшим активное участие в выполнении значительной по масштабам и важной для Казахстана работы, в рамках указанных проектов. Авторы благодарны Б.Б. Шагирову и П.Н. Коврижных (АО “Геокен”, г. Алматы, Казахстан), А.Т. Урдабаеву (РГП “Специализированное гравиметрическое предприятие”, г. Алматы, Казахстан), любезно предоставивших необходимые фактические материалы в обоснование закономерностей потенциальных полей и перспектив нефтегазоносности крупных объектов в подселевом палеозойском комплексе Прикаспийского бассейна.

Финансирование. Работа выполнена по проектам “Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан” и “Высокоточная инновационная аэромагнитная съемка по Прикаспийскому бассейну”, которые проводились в период 2009–2013 гг. при финансовой поддержке АО НК “КазМунайГаз” под координацией Комитета геологии и недропользования Министер-

ства инвестиций и инфраструктурного развития Республики Казахстан.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ажгалиев Д.К.* Девонские отложения — перспективное направление поисковых работ на нефть и газ в Прикаспийском бассейне // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 2. С. 111–116.
2. *Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г., Коврижных П.Н., Шагиров Б.Б.* Особенности строения и развития карбонатов в палеозое на южном обрамлении Прикаспийского бассейна // Изв. УрГГУ. 2018. Т. 51. № 3. С. 73–80.
3. *Ажгалиев Д.К.* Структурно-тектонические особенности строения палеозойских отложений Мынтобинско-Новобогатинской зоны на юго-западном обрамлении Прикаспийского бассейна // Пробл. сбора, подг. и трансп. нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 119. № 3. С. 19–34.
4. *Аймагамбетов М.У., Жамауов Ж.К., Ескожа Б.А.* О перспективах и углеводородном потенциале девонской толщи юго-востока Прикаспийской впадины // Нефть и газ. 2017. Т. 101. № 5. С. 53–66.
5. *Акчулаков У.А.* Новая ресурсная база углеводородов Республики Казахстан и пути возможной их реализации // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения / Б.М. Куандыков, О.С. Турков (ред.). Алматы: КОНГ, 2015. С. 21–29.
6. *Антипов М.П., Парасына В.С., Быкадоров В.А. и др.* Прикаспийская впадина: тектонические события и седиментация на рубеже раннего-среднего карбона, формирование нефтегазоносных резервуаров // Геотектоника. 2019. № 3. С. 61–78.
7. *Ахметшина Л.З., Булекбаев З.Е., Гибшман Н.Б.* Девон восточного борта Прикаспийской синеклизы // Отечественная геология. 1993. № 3. С. 42–48.
8. *Бакиров К.Х., Бакиров Н.К.* Достижения, просчеты и противоречия при изучении этой загадочной Прикаспийской впадины. Уфа: Виртуал, 2004. 47 с.
9. *Бакиров К.Х., Бакиров Н.К., Макаров В.Д.* Прикаспийская впадина впервые с магматогенными складками в карбонатах девона; первое выделение каледонид, создавших во впадине крупные сводовые поднятия с новой мощной толщей девонских карбонатов. Уфа: Информреклама, 2003. 29 с.
10. *Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А. и др.* Оренбургский тектонический узел: геологическое строение и нефтегазоносность / Ю.А. Волож, В.С. Парасына (ред.). М.: Научный мир, 2013. 264 с.
11. *Волож Ю.А., Парасына В.С.* Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность. М.: Научный мир, 2008. 221 с.
12. *Волчегурский Л.Ф., Владимирова Т.В., Капустин И.Н., Натапов Л.М.* Эволюция Прикаспийской впадины в среднем–позднем палеозое // Отечественная геология. 1995. № 3. С. 44–49.
13. *Воронов Г.В., Куантаев Н.Е.* Конусы выноса и турбидиты Прикаспийской впадины — новые объек-

- ты, особенности и перспективы поисков нефти и газа // Перспективы нефтегазоносности Казахстана, проблемы, пути изучения и освоения трудноизвлекаемого нетрадиционного углеводородного сырья / Б.М. Куандыков, К.М. Таскинбаев, М.С. Трохименко (ред.). Алматы: КОНГ, 2017. С. 311–322.
14. Воронов Г.В., Куантаев Н.Е., Ескожа Б.А. Глубинная нефть Прикаспия — предпосылки, особенности, вызовы и перспективы // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения / Б.М. Куандыков, О.С. Турков, К.М. Таскинбаев (ред.). Алматы: КОНГ, 2015. С. 70–78.
 15. Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М., Пилифосов В.М., Шлыгин Д.А. и др. Карта прогноза нефтегазоносности Казахстана, масштаб 1 : 2500000 / С.Ж. Даукеев, Б.С. Ужкенов, А.А. Абдулин и др. (ред.). Алматы: ИАЦ, 2002.
 16. Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М., Николенко В.П. Новые данные о геологии и нефтегазоносности юго-востока Прикаспийской впадины // Советская геология. 1985. № 4. С. 28–34.
 17. Гета С.П., Жемчужников В.Г., Нугманов Я.Д., Уваков К.А. Подсолевая структура Тасым, опыт геологоразведки глубоких горизонтов Астрахано-Актюбинской системы поднятий // Актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности южной части Прикаспийской впадины / М.С. Трохименко (ред.). Атырау: ОНГК, 2011. С. 87–88.
 18. Ескожа Б.А., Воронов Г.В. Строение подсолевого комплекса юго-востока Прикаспийской впадины // Изв. НАН Респ. Казахстан. 2008. № 1. С. 315–324.
 19. Жолтаев Г.Ж. Тектоника Большого Каспия // Нефть и газ. 2003. № 1. С. 13–23.
 20. Жолтаев Г.Ж. Геодинамическая модель Прикаспийской синеклизы в палеозое // Геол. Казахстана. 1996. № 5. С. 41–53.
 21. Журавлев В.С. Сравнительная тектоника Печорской, Прикаспийской и Североморской экзогенальных впадин Европейской платформы. М.: Наука, 1972. 399 с. (Тр. ГИН АН СССР. 1972. Вып. 232.)
 22. Замаренов А.К. Средний и верхний палеозой восточного и юго-восточного обрамления Прикаспийской впадины. Л.: Недра, 1970. 166 с.
 23. Замаренов А.К. Стратиграфия и региональная корреляция подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины. М.: Недра, 1989. 168 с.
 24. Зоненштайн Л.Р., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит в СССР. М.: Недра, 1990.
 25. Исканиев К.О., Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г. О перспективах поисков малосернистой нефти в Казахстане // Нефть и газ в Казахстане. 2014. № 3. С. 54–63.
 26. Карта локальных аномалий силы тяжести Республики Казахстана, масштаб 1 : 2000000 / С.Ж. Даукеев, И.Ю. Шнейдер, Э.С. Воцалевский, А.Л. Киселев и др. (ред.). Алматы: МСХ РК, 2000.
 27. Куандыков Б.М., Волож Ю.А., Антипов М.П. и др. Каспийский регион: проблема поисков углеводородов на больших глубинах, возможные пути ее решения / Б.М. Куандыков, О.С. Турков, К.М. Трохименко М.С. (ред.). Алматы: ОНГК, 2014. (Тр. ОНГК. 2014. Вып. 4. С. 20–33).
 28. Куандыков Б.М. Геологическое строение Арало-Каспийского региона и сопредельных районов Прикаспийской впадины в связи с их нефтегазоносностью. Автореф. дис. ... д. г.-м. н. Алматы: ИГН НАН Респ. Казахстан, 1999. 43 с.
 29. Куандыков Б.М. Освоение больших глубин // Нефть и газ. 2015. № 11. С. 36–38.
 30. Матлошинский Н.Г. Нефтегазоносность палеозойских карбонатных отложений юга Прикаспийской впадины // Нефть и газ. 2012. № 1. С. 35–46.
 31. Матлошинский Н.Г. Нефтегазоносность девонских отложений Прикаспийской впадины // Нефть и газ. 2013. № 3. С. 77–91.
 32. Матлошинский Н.Г. Нефтегазоносность девонских отложений Прикаспийской впадины // Каспийский регион: геологическое строение и нефтегазоносность / Б.М. Куандыков, О.С. Турков, К.М. Трохименко М.С. (ред.). Алматы: ОНГК, 2014 (Тр. ОНГК. 2014. Вып. 4. С. 124–135).
 33. Нуралиев Б.Б. Основа определения стратегии нефтепоисковых работ — разломная тектоника // Нефть и газ. 2008. № 8. С. 42–54.
 34. Обрядчиков О.С. Особенности геологического строения, нефтегазоносности и перспективы поиска новых уникальных месторождений УВ в Прикаспийской впадине // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения / Б.М. Куандыков, О.С. Турков, К.М. Таскинбаев (ред.). Алматы: КОНГ, 2015. С. 292–298.
 35. Суесинов К.К., Кривonos В.И., Немцов Н.И. Типы разрезов и нефтегазоносность каменноугольных отложений юго-востока Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 1986. № 6. С. 52–56.
 36. Телегин В.М. Тектоника и перспективы нефтегазоносности палеозоя юго-востока Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 1991. № 1. С. 5–7.
 37. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. М.: Недра, 1980. 463 с.
 38. Утегалиев С.У. Научные основы выбора эффективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ в Прикаспийской впадине. Автореф. дис. д. г.-м. н. М.: Акад. нефти и газа им. И.М. Губкина, 1991. 51 с.
 39. Форш Н.Н. Перспективы нефтегазоносности северной части Прикаспийской впадины // Советская геология. 1976. № 7. С. 146–149.
 40. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов. М.: Научный мир, 2001. 606 с.
 41. Чуваев А.В., Данышина Н.В. Особенности геологического строения верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений прибортовой части Прикаспийской впадины Саратовской области // Недра Поволжья и Прикаспия. 2005. № 41. С. 34–45.

42. Школьник В.С. Эра “легкой” нефти закончилась // Петролеум. 2015. № 6. С. 8–13.
43. Яцкевич С.В., Воробьев В.Я., Никитин Ю.И. и др. Формации среднедевонско–артинского нефтегазоносного этажа юго-востока Русской плиты (Прикаспийская мегавпадина и ее обрамление) // Недра Поволжья и Прикаспия. 2010. № 63. С. 3–16.
44. Яцкевич С.В., Постнова Е.В., Умнова Л.Н. Литолого-стратиграфические и фациальные особенности разрезов подсолевого палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Недра Поволжья и Прикаспия. 2009. № 57. С. 3–28.
45. Claeys P., Kite F.T., Herbosch A., Casier L.-G. Geochemistry of the Frasnian-Famennian boundary in Belgium : mass extinction, anoxic oceans and microtektite layer, but not much iridium? In *The Cretaceous–Tertiary event and other catastrophes in earth history*, Ed. by G. Ryder, D. Fastovsky, S. Gartner / GSA Spec. Pap. 1992. V. 307. P. 491–504.
46. Dien Phan Trung. Some Hydrocarbon Basin on the Continental Shelf of Vietnam // AAPG Intern. Conf. and Exhib. Southeast Asian Basin. Kuala-Lumpur. 1994. P. 38–45.
47. Elliot S., Hsu H.H., O’Hearn T., Silvester I.F., Vercesi R. Karachaganak, one of the world’s largest gas condensate reservoirs, requires an innovative team approach to maximize field potential // Oil Field Rev. 1998. P. 16–25.
48. Geogory F.U. Petroleum geology and resource of the North Caspian Basin, Kazakhstan and Russia // USGS Bull. 2001. Vol. 2201(B). P. 29–40.
49. Jin Zh., Wang J., Zhang Sh. et al. Main Factors Controlling Hydrocarbon Reservoir and Exploration Direction in the Pre-Salt Sequence in Pre-Caspian Basin // Petrol. Geol. Experiment. 2007. Vol. 29. № 2. P. 111–115.
50. Landes K.K. Eometamorphism and oil and gas in time and space // AAPG Bull. 1967. Part I. Vol. 51. № 6. P. 828–841.
51. Liu L., Guo Y., Zhu Y. Reservoir Characteristics and Oil-Bearing Characters of the Carbonate Reservoirs in the Pre-Salt Sediments of the Pre-Caspian Basin // J. Xi’an Shiyou Univ. Natur. Sci. Edition. 2000. Vol. 22(1). P. 53–58.
52. Liu Sh. Deep oil and gas reservoir and phase prediction [M], (Beijing: Petrol. Industry Press, 1992). Vol. 21. Is. I. P. 30–46.
53. Matte P. Variscides between the Appalachians and the Urals: similarities and differences between Paleozoic subduction and collision belts, In *Variscan-Appalachian dynamics: The building of the late Paleozoic basement*, Ed. by J.R. Martinez Catalan, R.D. Hatcher, Jr.R. Arenas, F. Diaz Garcia / GSA. Spec. Paper. 2002. Vol. 364. P. 239–251.
54. McGhee Jr.G.R. Frasnian-Famennian extinction event / In D.K. Donovan (Eds.). Mass Extinctions Process and Evidence, (N.Y., Columbia Univ. Press, 1989). P. 133–151.
55. Moody J.D., Hill M.J. Wrench fault tectonics // GSA Bull. 1956. Vol. 67. P. 1207–1246.
56. Petroleum systems of the United States of America, In *USGS Bulletin 1870*, Ed. by Magoon, B. Leslie, (USGPO, Washington, 1988). P. 69.
57. Qian G. Oil / Gas Geological Features and its Exploration Directions in Marginal Caspian Basin, Kazakhstan // China Petrol. Explor. 2005. Vol. 10. № 5. P. 60–66.
58. Riva J.P. Petroleum exploration opportunities in the Former Soviet Union, (N.Y., Penn. Well., 1994). P. 132–152.
59. Sandberg C.A., Morrow J.R., Ziegler W. Late Devonian sea-level changes, catastrophic events and mass extinctions / In *Catastrophic events and mass extinction: Impacts and beyond*, Ed. by C. Koeberli, K.G. MacLeod / GSA Spec. Paper. 2002. Vol. 356. P. 473–487.
60. Silvester A.G. Strike-slip faults // GSA Bull. 1988. Vol. 100. P. 1666–1703.
61. Stephenson R.A., Yegorova T., Brunet M.-F., Stovba S., Wilson M., Starostenko V., Saintot A., Kuznir N. Late Paleozoic intra- and pericratonic basins on the East European Craton and its margins / In *European Lithosphere Dynamics*, Ed. by D.G. Gee, R.A. Stephenson / Geol. Soc. London. Mem. 2006. Vol. 32. P. 463–479.
62. Warme J.E., Kuehner H.C. Anatomy of an anomaly: the Devonian catastrophic Alamo Impact Breccia of southern Nevada // Int. Geol. Rev. 1998. Vol. 40. P. 189–216.

Рецензенты: Т.Н. Хераскова, Ю.А. Волож

Tectonics of the Devonian Complex of the Southern Sector of the Caspian Basin (Kazakhstan): A Set of the Geological and Geophysical Methods

D. K. Azhgaliyev^{a,*}, S. G. Karimov^b

^aAtyrau University of Oil and Gas, 060027, Atyrau, Kazakhstan

^bL.N. Gumilyov Eurasian National University, 010008, Astana, Kazakhstan

*e-mail: dulat.azhgaliyev@gmail.com

Comprehensive analysis of the new data obtained for drilling and seismic survey of oil and gas potential of the deep-seated Paleozoic horizons of the Caspian basin in Kazakhstan was carried out. The features of the development and occurrence of large Paleozoic uplifts and sedimentary strata, which are promising search objects, are clarified. A set of geological and geophysical methods was applied and anomalies of the magnetic and gravitational potential fields in the southern, southeastern and eastern marginal parts of the southern sec-

tor of the Caspian basin were analyzed. It is supplemented with new data obtained using a complex of reconnaissance methods, and the section relating to the Paleozoic at depths up to 5.5–8.0 km and its part corresponding to the Devonian–Lower Carboniferous age are specified. New data were obtained on the area of distribution and occurrence of deposits of the Upper Devonian and Lower Carboniferous, geological conditions and prerequisites were revealed specifying the trace of the Pre-Devonian complex and deposits of the Lower-Middle Devonian. The analysis of the distribution of large search local objects confirmed the presence and development of mega-uplifts, which are zones of hypsometrically elevated occurrence of Devonian–Lower Carboniferous deposits. In the mega-uplift contour less significant but promising structural elements are developed in terms of the hydrocarbon content. According to the results of studying and clarifying the patterns of distribution of large objects of the Devonian–Lower Carboniferous age and identifying mega-uplifts, optimizing the regional studies is possible in the Caspian basin for the period 2020–2030.

Keywords: Caspian basin, deep structure, Paleozoic complex, local uplift, reflecting horizon, seismotectonic and geophysical survey methods, anomalies, sedimentation