

Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция, Юго-Западный Туркменистан – перспективы разведки мезозойского этажа на газ и нефть

В.Н. Мелихов^{1*}, Н.А. Крылов², И.В. Шевченко^{3**}, В.Л. Шустер⁴

1 – Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского, г. Санкт-Петербург

2 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва

3 – НК «Корсарнефть», г. Москва

4 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: *Vladislav_Melikhov@vsegei.ru, **ivshevch@dol.ru

Аннотация. По Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции делается вывод о преобладающей продуктивности плиоцена в западной части провинции и приоритете перспектив нефтегазоносности восточного наземного борта в мезозое.

Осуществлен ретроспективный аналитический обзор геолого-геофизических материалов и публикаций по мезозою Юго-Западного Туркменистана, показавший низкую эффективность выполненных сейсмических и буровых работ при разведке и оценке весьма сложных мезозойских объектов. Предлагается массивное возобновление сейсморазведки и оценочного бурения современного уровня в первоочередных зонах и объектах с привлечением передовых российских компаний. По отдельным районам дана новая, повышенная оценка прогнозных ресурсов газа.

Приводится пример современной высокоэффективной доразведки небольшого плиоценового газонефтяного месторождения Восточный Челекен, превратившей данное месторождение в крупное по запасам.

Ключевые слова: Юго-Западный Туркменистан, мезозой, плей, сейсморазведка, бурение, структура, месторождение, ресурсы нефти и газа.

Для цитирования: Мелихов В.Н., Крылов Н.А., Шевченко И.В., Шустер В.Л. Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция, Юго-Западный Туркменистан – перспективы разведки мезозойского этажа на газ и нефть // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 102–133. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art8>

Обзор посвящен памяти выдающегося геолога-нефтяника Туркменистана Аширмамедова М.А.

Введение

Данный обзор обобщает и анализирует результаты и рекомендации многолетних научно-практических исследований коллективов авторов Туркменистана (Госконцерн «Туркменнефть», «ТуркменНИПИнефть», Госкорпорация «Туркменгеология» и ее геофизическая и буровая экспедиции в

Западном Туркменистане, «ТуркменНИГРИ», Институт геологии АНТ и др.), СССР и России (ИГИРГИ, ВНИГНИ и др.) по мезозойской проблеме наземной части Юго-Западного Туркменистана (ЮЗ Туркменистана). Максимальное количество отчетов и публикаций по мезозойским отложениям отмечалось в конце советского периода.

Материалы представлены в авторской редакции

В современном Туркменистане публикации осуществлялись, главным образом, в научно-техническом журнале «Нефть и газ Туркменистана». В 1980–2000 гг. разрабатывалось несколько программ региональных поисковых геолого-разведочных работ (ГРР) на мезозой, которые реализовывались в крайне урезанном виде.

Одной из стратегически важных для ЮЗ Туркменистана проблем, несомненно, является освоение мезозоя [1–11]. Практически во всех публикациях и отчетах декларировалась высокая степень перспектив газонефтеносности карбонатного неоконмалья, обосновываемая комплексом положительных геологических, геофизических и геохимических предпосылок и газонефтепроявлениями из наднеоконмальной части мела. Однако современное негативное состояние разведки мезозоя в ЮЗ Туркменистане трактуется как неопределенный результат этого направления ГРР. Уже около 20 лет мезозойское направление разведки нефти и газа в ЮЗ Туркменистане фактически законсервировано. В данной работе предпринята попытка рекомендовать возрождение мезозойского плеча на современном уровне сейсморазведочных и буровых работ.

Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция. Приоритет перспектив газонефтеносности восточного наземного борта по мезозою

Пессимизм в отношении мезозойского плеча в ЮЗ Туркменистане в значительной мере определяется аномальной сложностью горно-геологических условий проводки скважин в низах третичных отложений на многих площадях региона. Пессимистическому взгляду на мезозой способствовали также отсутствие быстрых

открытий и, косвенно, невысокая оценка нефтегазового потенциала мезозоя суши Азербайджана [12].

На рис. 1 представлен восточный фрагмент обзорной карты региональной структуры упрощенного нефтегазо-геологического районирования и продуктивности Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции (НГП) (Мелихов, 2015), где показаны продуктивные по плиоцену районы, зоны и месторождения ЮЗ Туркменистана, перспективные в той или иной мере и по мезозою. Рис. 2 иллюстрирует упрощенное нефтегазо-геологическое районирование провинции на фоне карты мощностей основного среднеплиоценового нефтегазоносного комплекса [13].

При значительном числе мезозойских газонефтепроявлений как на западном, азербайджанском, так и на восточном, туркменском, наземных бортах Южно-Каспийской провинции, эти борта являются принципиально отличными по строению и, как следствие, перспективными по газонефтеносности мезозоя (рис. 3).

Мезозой региона Кура-Шемаха-Гобустан суши Азербайджана, за исключением верхнемеловой толщи переслаивания карбонатов и эффузивов мощностью до 2 км, сложен преимущественно эффузивами и вулканитами до глубины 8,3 км в сверхглубокой скважине Саатлы [14] (рис. 4, 5). В этом регионе в эффузивах верхнего мела открыто небольшое нефтяное месторождение Мурадханлы. Такой же характер мезозоя сохраняется и на больших глубинах в азербайджанской акватории Каспия, о чем свидетельствует широтный региональный сейсмогеологический разрез через Южный Каспий (см. рис. 3).

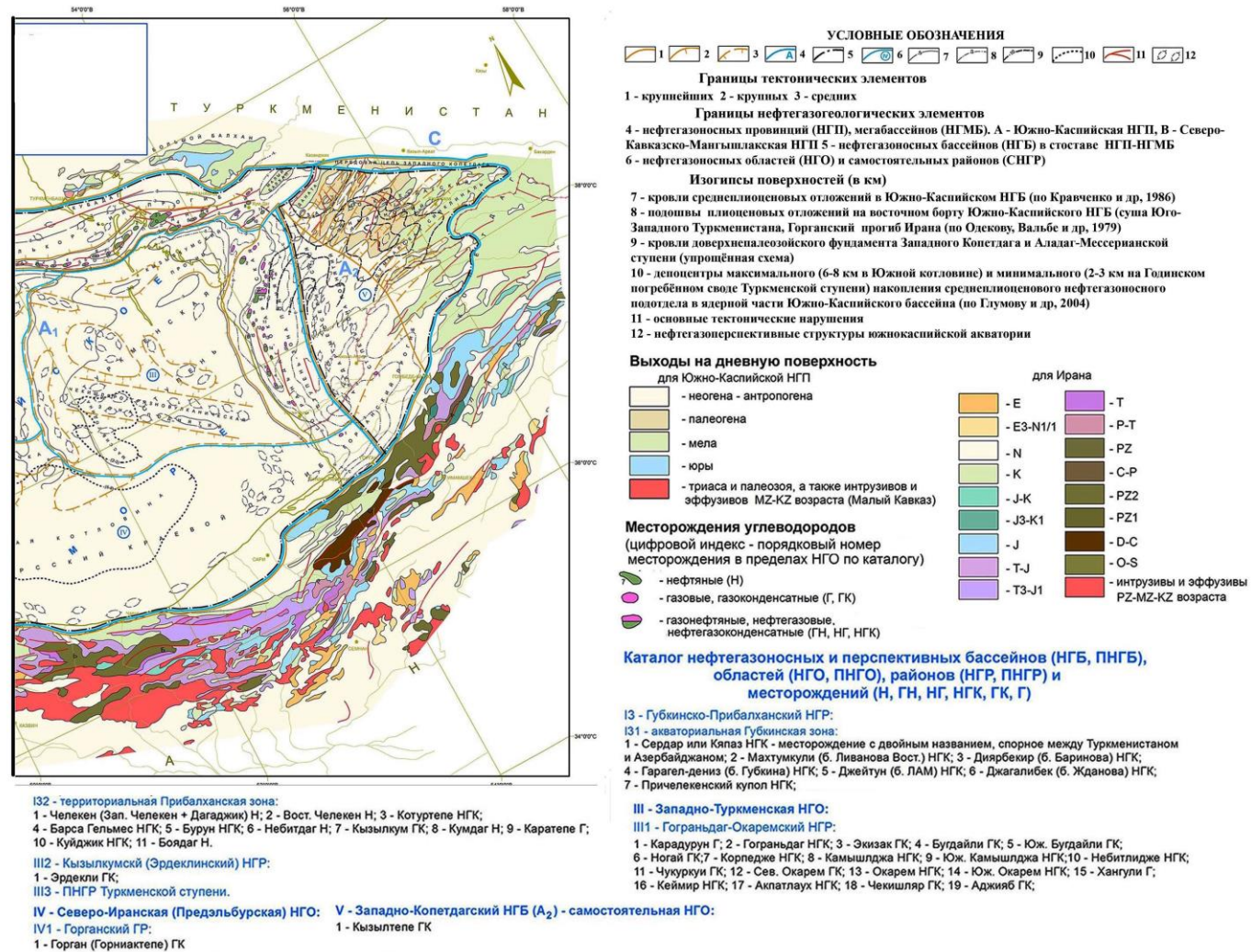
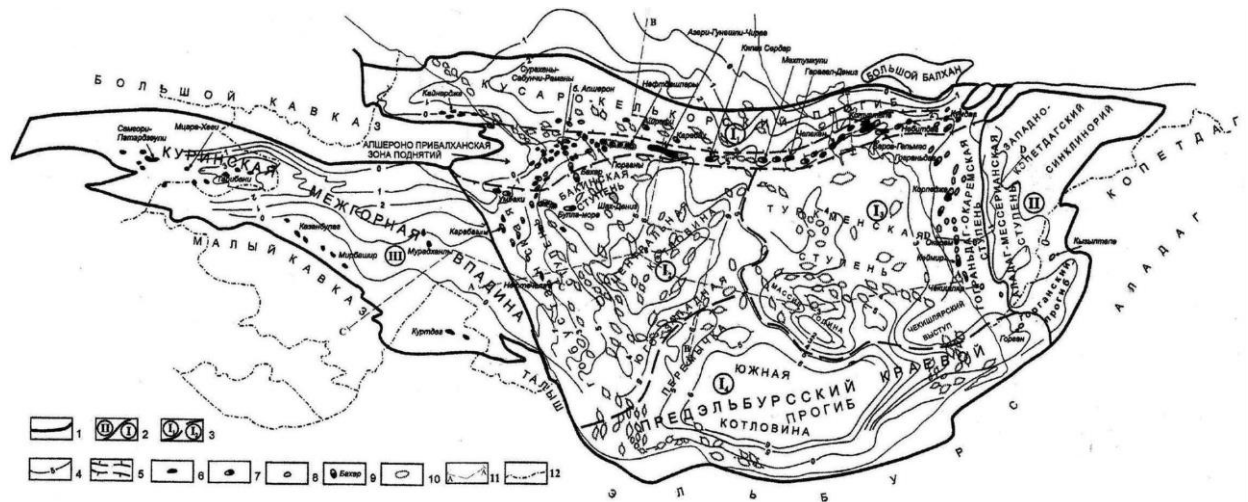


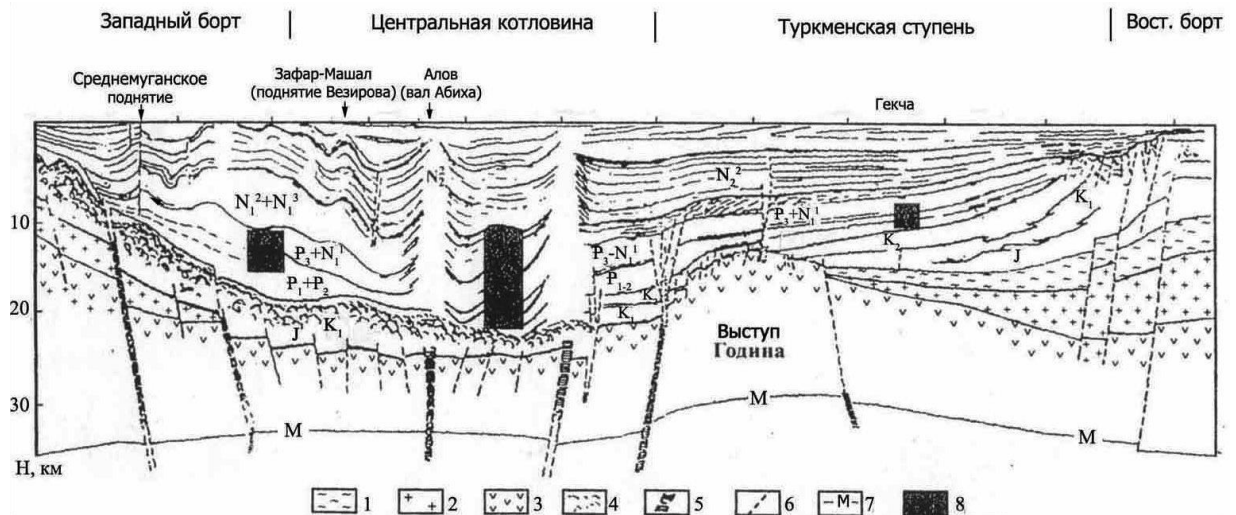
Рис. 1. Карта тектонического и нефтегазогеологического районирования, продуктивности плиоцена восточной части Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции – Юго-Западного Туркменистана (Мелихов, 2015)



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 – внешняя граница Южно-Каспийского нефтегазоносного мегабассейна (НГМБ); 2 – границы и маркировка нефтегазоносных бассейнов (НГБ), входящих в состав Южно-Каспийского НГМБ: I – Южно-Каспийский НГБ, II – Западно-Копетдагский НГБ, III – Куринский НГБ; 3 – границы и маркировка нефтегазоносных областей (НГО), входящих в состав Южно-Каспийского НГБ: I₁ – Апшероно-Прибалханская НГО, I₂ – Восточно-Азербайджанская НГО, I₃ – Западно-Туркменская НГО, I₄ – Северо-Иранская (Предельбургская) НГО; 4 – изопакхиты нефтегазоносного среднеплиоценового комплекса в км (по Глумову и др., 2004, с изменениями по восточному борту НГМБ); 5 – Апшеронско-Прибалханская зона поднятий; 6–8 – месторождения: нефтяные (6); газонефтяные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные (7); газоконденсатные, газовые (8); 9 – названия представительных месторождений нефти; 10 – нефтеперспективные структуры акватории Южного Каспия; 11 – линии геолого-геофизических разрезов; 12 – государственные границы

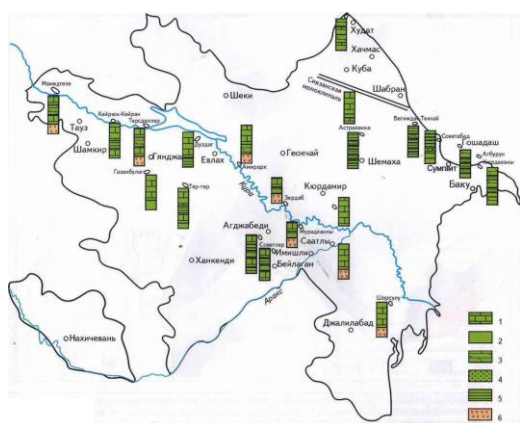
Рис. 2. Вариант упрощенного нефтегеологического районирования Южно-Каспийской НГП на фоне карты мощностей основного среднеплиоценового нефтегазоносного комплекса (Мелихов, 2015)



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 – палеозойский фундамент; 2 – гранитный слой; 3 – базальтовый слой; 4 – магматические породы мезозоя; 5 – глубинные разломы; 6 – разрывные нарушения; 7 – поверхность Мохоровичича; 8 – очаги УВ-генерации

Рис. 3. Субширотный сейсмогеологический разрез через Южно-Каспийскую впадину с прогнозируемым положением очагов УВ-генерации (Мамедов, 1997)

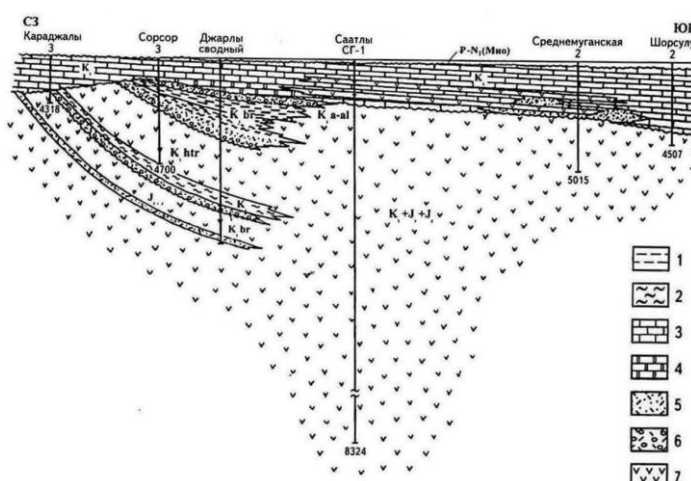


1 – известняки; 2 – доломиты; 3 – мергели; 4 – пески и песчаники; 5 – глины; 6 – вулканиты

Рис. 4. Литологические колонки верхнего мела. Азербайджан-суша (Шихалиев и др., 2015)

В туркменской морской и наземной частях провинции, на существенно меньших глубинах отмечается мощный (до 5 км) осадочный юрско-меловой комплекс, подстилаемый пермo-триасовым переходным (от чехла к кристаллическому фундаменту) вулканогенно-осадочным комплексом (ПК) не меньшей мощности. Частичное выпадение мезозоя и полное выпадение ПК происходит на самом крупном и выраженном в Южно-Каспийском бассейне Годинском выступе – погребенном своде.

Исходя из сказанного, наземный мезозой восточной, туркменской части Южно-Каспийской провинции, доступный для бурения на глубину 3–6 км, является перспективным (высокоперспективным в отдельных зонах, ареалах и секциях разреза) на газонефтеносность.



1 – глины; 2 – аргиллиты; 3 – известняки; 4 – доломиты; 5 – туфопесчаники; 6 – туфоконгломераты; 7 – эффузивные породы

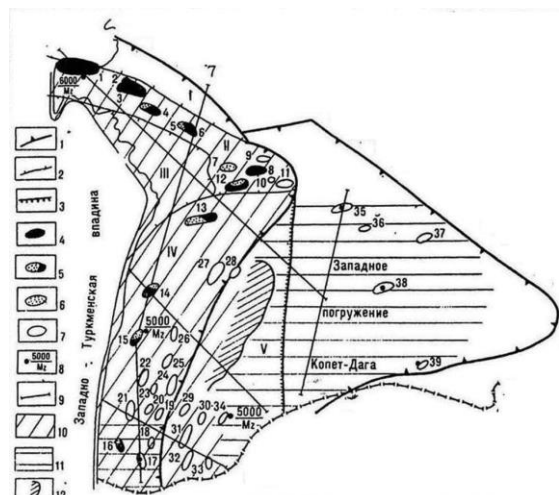
Рис. 5. Литофациальный профиль мезозоя через сверхглубокую скважину Саатлы СГ-1. Азербайджан-суша (Алиев и др., 2004)

История изученности региона и мезозойской проблемы

ЮЗ Туркменистан включает Западно-Туркменскую впадину – восточную часть Южно-Каспийского бассейна и сообщаемый с ней через Аладаг-Мессерианскую перемычку Западно-Копетдагский бассейн – синклиорий Копетдага [1, 15].

Развитие геолого-разведочных работ и нефтяной промышленности региона с конца XIX века по 70-е годы XX века изложено в книге «Нефть Туркменистана» [16].

Проблема мезозоя начала обсуждаться в регионе еще в 1950-е годы, количество отчетов и публикаций резко возросло в 1960–1980-х годах на стадии постепенного спада прироста запасов и добычи нефти из основного плиоценового пляя и начала изучения мезозоя сейсмическими трансектами и параметрическим бурением (рис. 6, 7).

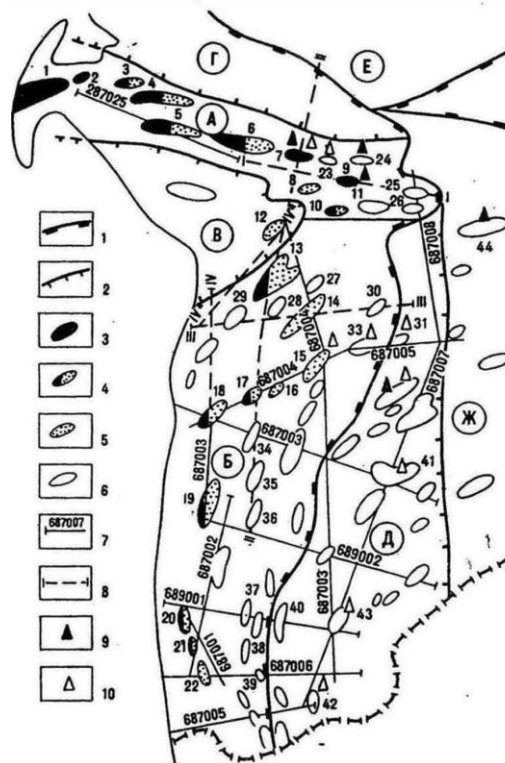


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Границы структурных элементов:
 1 – II порядка,
 2 – III пор.;
 3 – флексурно-разрывная зона
 Месторождения:
 4 - нефтяные,
 5 - нефтегазовые,
 6 - газовые
 7 – подготовленные локальные структуры;
 8 – рекомендуемые опорные и параметрические скважины;
 9 – проектные региональные сейсмопрофили МОГТ
 Районы концентрации поисково-разведочных работ:
 10 – на неогеновые отложения, 11 – на мезозойские отложения, 12 – в зоне выклинивания неогеновых отложений
 Структуры:
 I – Келькорский прогиб;
 II – Прибалханская зона поднятий;
 III – Кызылкумский прогиб;
 IV – Гограньдаг-Окаремская зона поднятий;
 V – Аладаг-Мессерианская зона поднятий
 Локальные структуры:
 1 – Челекенская, 2 – Комсомольская,
 3 – Котуртепинская, 4 – Барсагельмесская,
 5 – Бурунская, 6 – Небитдагская, 7 – Кызылкумская,
 8 – Кумдагская, 9 – Каратепинская, 10 – Кобекская,
 11 – Сыртланлинская, 12 – Куйджикская,
 13 – Гограндагская, 14 – Камышлджинская,
 15 – Окаремская, 16 – Чикишлярская,
 17 – Аджиябская, 18 – Кавылская,
 19 – Сартлалийская, 20 – Южно-Чайнонская,
 21 – Акэсерская, 22 – Миассерская, 23 – Северо-Чайнонская,
 24 – Индерланская, 25 – Хангулийская,
 26 – Чукуркуинская, 27 – Бугдалийская,
 28 – Кармарская, 29 – Невчайтагская,
 30 – Билюджинская, 31 – Делалийская,
 32 – Тоголокская, 33 – Караджабатырская,
 34 – Кизылатрекская, 35 – Западно-Аладагская,
 36 – Чаалджинская, 37 – Эйшемская, 38 – Калаусская,
 39 – Исацкая

Рис. 6. Схема размещения направлений ГРП на 1976–1980 гг. Туркменистан ЮЗ (Крылов, Силич и др., 1976)

Регионально-поисковые ГРП на нефть и газ на суше ЮЗ Туркменистана осуществлялись в небольших объемах и с



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Границы тектонических элементов: 1 – первого и 2 – второго порядков; 3 – нефтяные, 4 – газонефтяные, 5 – газовые и газоконденсатные месторождения
 6 – структуры региональные
 Сейсмические профили:
 7 – отработанные, 8 – рекомендуемые
 Параметрические скважины: 9 – пробуренные (вскрывшие мезозой) и находящиеся в бурении на мезозой,
 10 – рекомендуемые
 Тектонические элементы:
 А – Прибалханская ступень – зона поднятий,
 Б – Гограньдаг-Окаремская ступень – зона поднятий,
 В – Кызылкумский прогиб, Г – Келькорский прогиб,
 Д – Аладаг-Мессерианская ступень – зона поднятий,
 Е – Кубадаг-Большебалханская горст-антиклиналь,
 Ж – Западный Копетдаг
 Месторождения: 1 – Челекен, 2 – Восточный Челекен,
 3 – Комсомольское, 4 – Котуртепе, 5 – Барсагельмес,
 6 – Бурун, 7 – Небит-Даг, 8 Кызылкум, 9 – Кумдаг, 10 – Куйджик,
 11 – Боярдаг, 12 – Эрдекли, 13 – Гограньдаг, 14 – Экиз-Ак,
 15 – Бугжа, 16 – Южный Бугдаили, 17 – Корпедже,
 18 – Камышладжа, 19 – Окарем, 20 – Кеймир, 21 – Акпатлуах,
 22 – Чикишляр
 Структуры: 23 – Монжуклы, 24 – Каратепе, 25 – Тузлучай,
 26 – Сыртланли, 27 – Северный Экиз-Ак, 28 – Южный Карадурун, 29 – Карадашли, 30 – Каймат, 31 – Западный Зирик,
 32 – Западный Аладаг, 33 – Кармар, 34 – Ак-Мая,
 35 – Чукуркуи, 36 – Хангули, 37 – Индерлан, 38 – Сартлалли,
 39 – Западный Гекча, 40 – Гурден, 41 – Изаткули,
 42 – Тоголок, 43 – Билюджи, 44 – Даната

Рис. 7. Схема региональных ГРП и проект на 1991–1995 гг. Туркменистан ЮЗ (Мамиэсенов, Силич и др., 1992)

разными задачами с 1970-х годов [5, 8, 17, 18]. С 1985 г. они нацелены, в основном, на мезозой и миоцен (см. рис. 7).

Ввиду высокой степени освоённости ресурсов УВ (углеводородов) плиоцена (87% нефти и 65% газа на 1990 г.), в 1986–1990-х годах отмечался максимум объема проектируемых региональных сейсморазведочных работ – 1100 пог. км по 13 профилям (проект выполнен менее чем наполовину), на которых в мезозое отмечены лишь малопротяженные, динамически слабовыраженные отражения с неясной стратиграфической идентификацией [8]. Вместо предусмотренных на 1986–1990 гг. 20 параметрических скважин пробурено шесть, из которых только 4 скважины вскрыли и дали некоторую информацию по мезозою.

В 1991–1995 годы на мезозой предусматривалось бурение 10 параметрических скважин общим метражом 54 тыс. м и отработка 600 пог. км сейсморазведочных профилей, в том числе 500 – МОГТ, 100 – КМПВ, что также выполнено лишь частично. С 1996 г. по настоящее время сейсмические трансекты на мезозой не выполнялись. До 2000 г. все еще осуществлялись небольшие площадные работы МОГТ и бурились единичные скважины на мезозой. В 2002 г. в Туркменистане была утверждена программа бурения 6 параметрических скважин на мезозой, из которых бурилась единственная скважина на Челекене, остановленная при забое 6030 м по техническим причинам.

Негативное состояние разведки мезозоя и пути его преодоления

Практически все сейсморазведочные материалы ЮЗ Туркменистана по мезозою из-за низкого качества не соответствуют требованиям изучения и подготовки объектов к поисковому бурению.

Структурные построения не выполнялись по перспективным отложениям неоком-мальма и наднеокомской секции мела. Обычно представлялись схемы по вышележащим условным сейсмическим горизонтам (УСГ), строение которых совершенно не отражало геометрических форм перспективных объектов, залегающих ниже них на тысячи метров. Кроме того, геофизические материалы совершенно не содержали сведений о прогнозе геологического разреза мезозоя [8].

Никакой альтернативы сейсмического изучения мезозоя, кроме массивованного проведения новых высокотехнологичных сейсморазведочных работ регионально-поискового и площадного характера в регионе, не существует. Авторами рекомендуется выполнение этих работ сервисной российской геофизической компанией – например, «Саратовнефтегеофизика», имеющей большой положительный опыт работы в Центральноазиатском регионе СНГ, выполнившей высококлассное картирование мезозоя-палеозоя и подготовку структур в Устюртском регионе Узбекистана [13, 19], а также изучение очень сложных поднадвиговых объектов Таджикистана. К разведке новых мезозойских структур ЮЗ Туркменистана целесообразно привлечь крупную нефтегазовую компанию России.

В 1996–2000-х годах по инициативе Дёминой З.К. были обобщены и проанализированы все значимые сейсмопрофили и результирующие карты из отчетов Западной геофизической экспедиции, ее предыдущих и последующих реинкарнаций в системе Управления геологии ТССР – Госкорпорации «Туркменгеология».

В результате были составлены сводные фрагментарные сейсмоструктурные карты УСГ сеномана и неокома (рис. 8) масштаба 1:100 000, что является большим достижением, позволяющим увереннее проектировать будущие регионально-поисковые и площадные высоко-разрешающие сейсморазведочные работы на мезозой ЮЗ Туркменистана.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

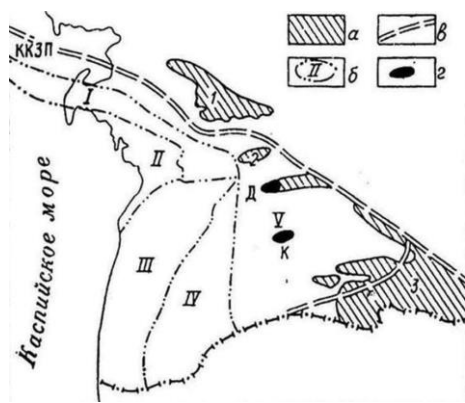
1 – профили МОГТ; 2 – изогипсы по УСГ, проведенному вблизи подошвы неокома; 3 – изогипсы по УСГ, проведенному вблизи кровли неокома; 4 – изогипсы по УСГ, проведенному внутри отложений нижнего мела; 5 – тектонические нарушения по данным сейсморазведки; 6 – скважины глубокого бурения; 7 – наиболее доступные по глубине антиклинальные и антиклинально-блоковые неоком-мальмские объекты, рекомендуемые для подготовки и разведки

Рис. 8. Сводная фрагментарная структурная карта по УСГ неокома суши ЮЗ Туркменистана (Дёмина и др., 2000)

Региональные особенности геологического строения и перспектив нефтегазоносности мезозоя ЮЗ Туркменистана

В Юго-Западном Туркменистане параметрическими и структурными скважинами мезозойские отложения изучены на 22 площадях. На подавляющем большинстве площадей скважинами вскрыта только верхняя наднеокомская часть мелового разреза, имеющая преимущественно глинистый состав. Газонефтепроявления из мезозойских отложений отмечены в скважинах и естественных источниках. Преобладают газопроявления (около 50), нефтепроявлений не более 5. Наибольшее количество газопроявлений наблюдалось при бурении скважин и связано, главным образом, с отложениями сеномана, альба и сенона. Региональное преобладание газопроявлений над нефтепроявлениями, возможно, отражает фактическое соотношение количеств газообразных и жидких углеводородов в недрах.

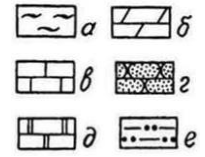
Основной перспективный комплекс региона – карбонатные породы неокома-мальма – вскрыты только в параметрических скважинах на площадях Каратепе (кровельная часть нижнего баррема) и Даната. Последняя скважина является стратотипом для всего региона (рис. 9) [2, 18], поскольку полностью прошла неоком-мальм, среднюю-нижнюю юру и впервые вскрыла на глубину 800 м нигде более не известные в Туркменистане карбонаты верхнего триаса. Стратотипом для наднеокомской части мелового разреза толщиной около 3 км несомненно является скважина 1 Куйляр (см. рис. 9, рис. 10).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

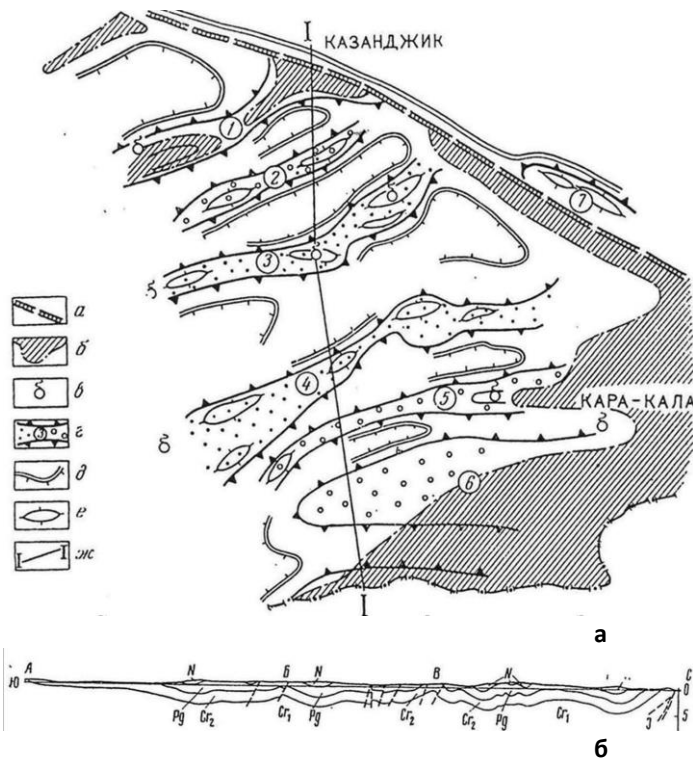
- а – горные сооружения:
- 1 – Большой Балхан,
- 2 – Малый Балхан,
- 3 – Копетдаг;
- б – границы структурно-седиментационных районов:
- I – Прибалханский,
- II – Кизылкумский,
- III – Гограньдаг-Окаремский,
- IV – Аладаг-Мессерианский,
- V – Западно-Копетдагский;
- в – тектонические нарушения;
- г – антиклинальные структуры;
- Д – Даната,
- К – Куйляр,
- ККЗП – Кусаро-Келькорская зона прогибов

Лито- логическая колонка	Мощность, м	Возраст	Площадь, скв.1	Куяляр скв.1	
				К ₂ -d	К _{1а-к}
Д а н а т а, скв.1	720	К _{1б-вг}	720	К ₂ -d	1450
		Ж ₃			
		Ж _{2бт}		320	
		Ж _{2в}			
		Ж _{2а}			
Д а н а т а, скв.1	763	Ж _{2а}	763	Ж ₂	317
		Ж _{1(Г-?)}			
Д а н а т а, скв.1	920	Ж _{1(Г-?)}	920	Ж ₁	320
		Ж ₂			



- а – аргиллиты,
- б – мергели,
- в – известняки,
- г – песчаники,
- д – доломиты,
- е – алевролиты

Рис. 9. Обзорная схема Юго-Западной Туркмении (а); Сводный литолого-стратиграфический разрез Западного Копетдага (б) по данным скважин Даната и Куйляра (Аширмамедов и др., 1978)



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- а – зона Предкопетдагского глубинного разлома;
- б – контуры выхода на поверхность апт-сеноманских и неокомских отложений (малоперспективные территории);
- в – нефтегазопоявления;
- г – возможные зоны нефтегазоаккумуляции:
- – высокоперспективные,
- o o o o o – перспективные
- 1 – Данатинская,
- 2 – Чаалджинская,
- 3 – Эйшем-Зирикская,
- 4 – Сенд-Кердери-Аладагская,
- 5 – Терсакан-Хасардагская,
- 6 – Кунузундагская);
- д – контуры основных прогибов;
- е – основные локальные структуры;
- ж – линия профиля

- N – неоген; Pg – палеоген;
- C₂ – верхний мел; C₁ – нижний мел;
- J – юра;
- разрывные нарушения
- А – Сангудаг; Б – Калаус;
- В – Куйляр; Г – Узекдаг

Рис. 10. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности Западного Копетдага (а); Региональный геологический разрез по линии I-I (Казанджик–Сангудаг) (б) (Николенко, 1969)

Средневзвешенные мощности литолого-стратиграфических комплексов Западного Копетдага и Аладаг-Мессерианской зоны таковы: терригенные отложения нижней-средней юры (1–2,4 км), карбонатные образования верхней юры-неокома (1–1,5 км), терригенные породы апта-сеномана (1–1,5 км) и глинисто-карбонатный комплекс верхнего мел-палеогена (до 2 км).

Представления о стратиграфии и литологии наднеокомской части мела и по

палеогену дают типовые формационные разрезы скважин на конкретных площадях, приложенные к серии карт структурно-формационных особенностей палеогена, турона-маастрихта и верхнего баррема-сеномана (рис. 11) ЮЗ Туркменистана (Мельник, Вальбе и др., 1980). Тектоника региона и распространение секций мезозоя-кайнозоя, кроме названной серии карт, в генерализованном виде представлены на «Геолого-тектонической карте Юго-Западного Туркменистана» [20].

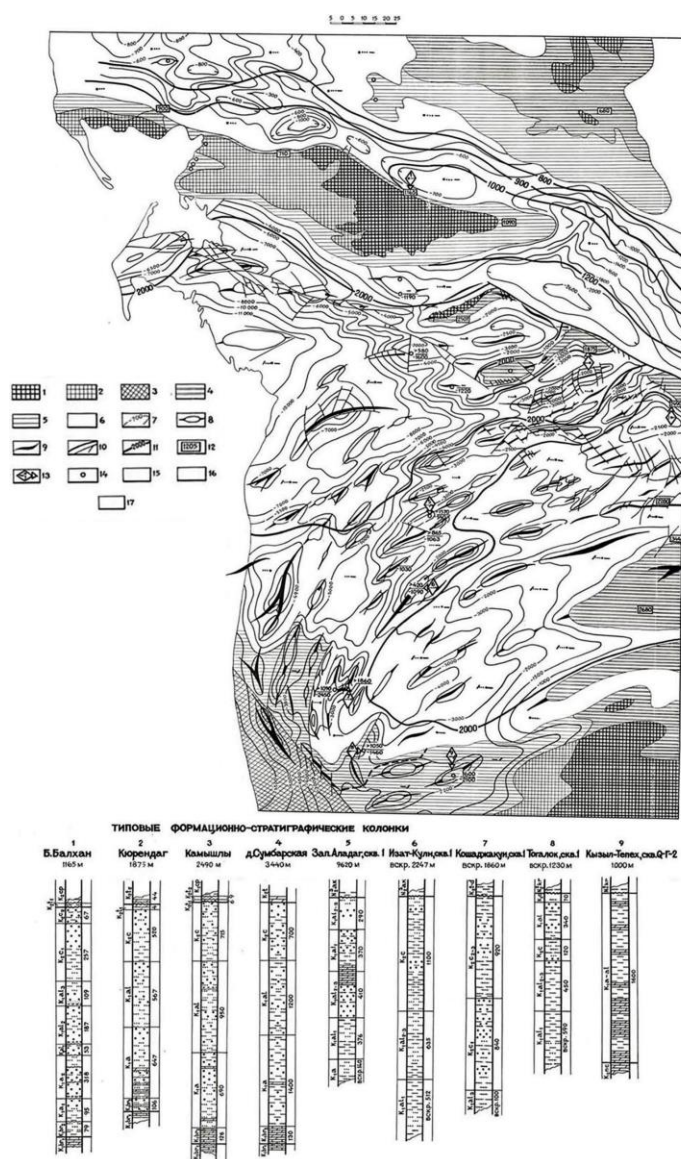
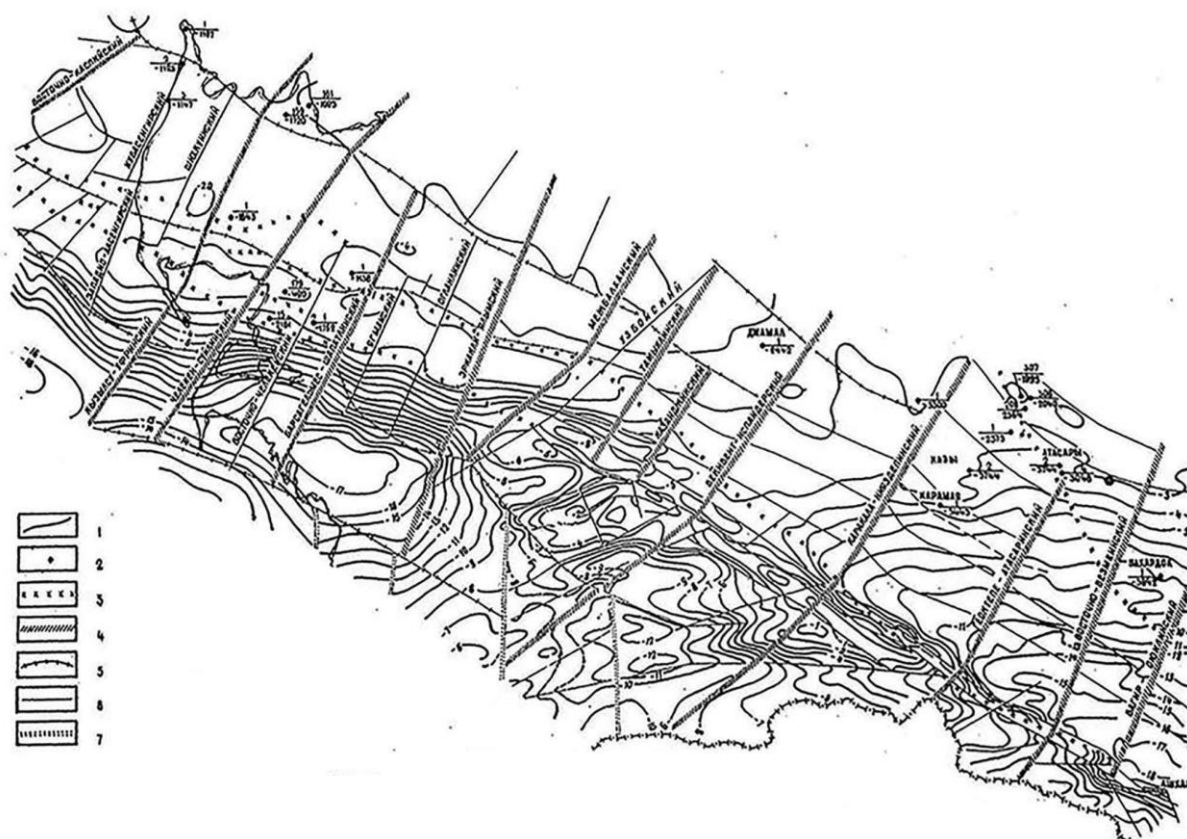


Рис. 11. Карта структурно-формационных особенностей и перспектив нефтегазоносности, типовые разрезы верхнего баррема-сеномана Западно-Туркменской впадины – суша. (Мельник, Вальбе, 1980)

На структурной схеме поверхности палеозойского фундамента, составленной по сейсмическим данным МОВЗ (метод обменных волн землетрясений) [21] (рис. 12), обособливаются ядра Предкопетдагского,

Западно-Копетдагского и Кызылкумского прогибов; далее на запад эта широтная цепь прогибов наращается Южно-Апшеронской котловиной. Глубины погружения фундамента в ядрах прогибов достигают 10–14 км.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 – изолинии поверхности палеозойского фундамента; 2 – скважины, вскрывшие породы фундамента и пермо-триасового комплекса; 3 – зоны древнейших разломов; 4 – поперечные глубинные разломы; 5 – субширотные глубинные разломы; 6 – разломы, связанные с орогенным этапом развития территории; 7 – предполагаемые разломы, обусловленные формированием Южно-Каспийской впадины

Рис. 12. Структурная схема поверхности палеозойского фундамента по сейсмическим данным МОВЗ Предкопетдагского краевого прогиба, Туркменистан ЮЗ (Захидов и др., 1980)

Между Западно-Копетдагским и Кызылкумским прогибами наблюдается перемычка с апикальной отметкой по фундаменту около –8 км. Южнее, в ареале Даяндык–Мадау–Западные Зирик и Аладаг, кровля палеозойского фундамента возможно поднимается до –6 км по данным КМПВ (рис. 13). Эта субмеридиональная полоса подъема фундамента отождествляется авторами с Аладаг-Мессерианской ступенью –

перемычкой между синклинорным бассейном Западного Копетдага и Западно-Туркменской впадиной Южно-Каспийского бассейна.

На рис. 14 показан принципиальный геологический разрез Гограндаг-Окаремской и Аладаг-Мессерианской ступеней по линии Окарем-Аладаг, показывающий максимальный подъем неоком-малма в направлении Аладагской группы структур (Мелихов, 2007).

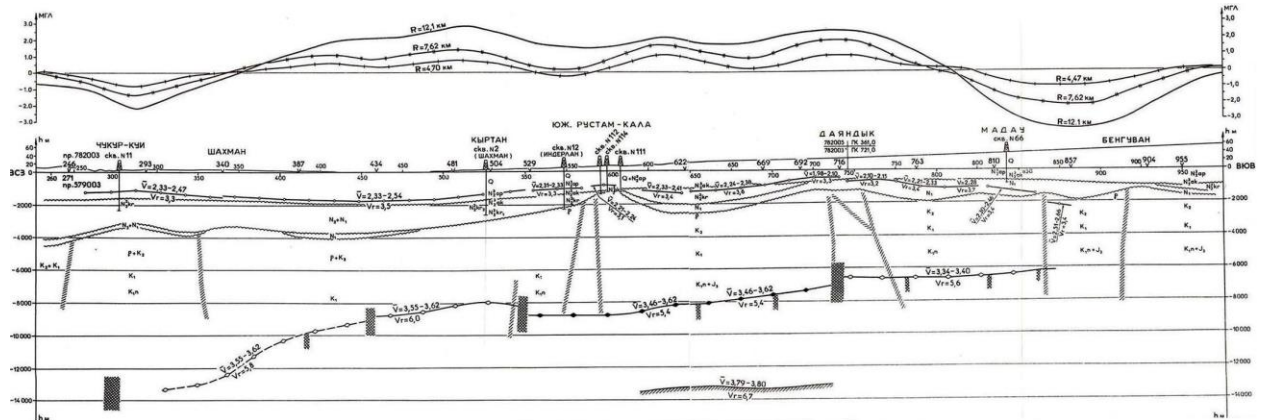
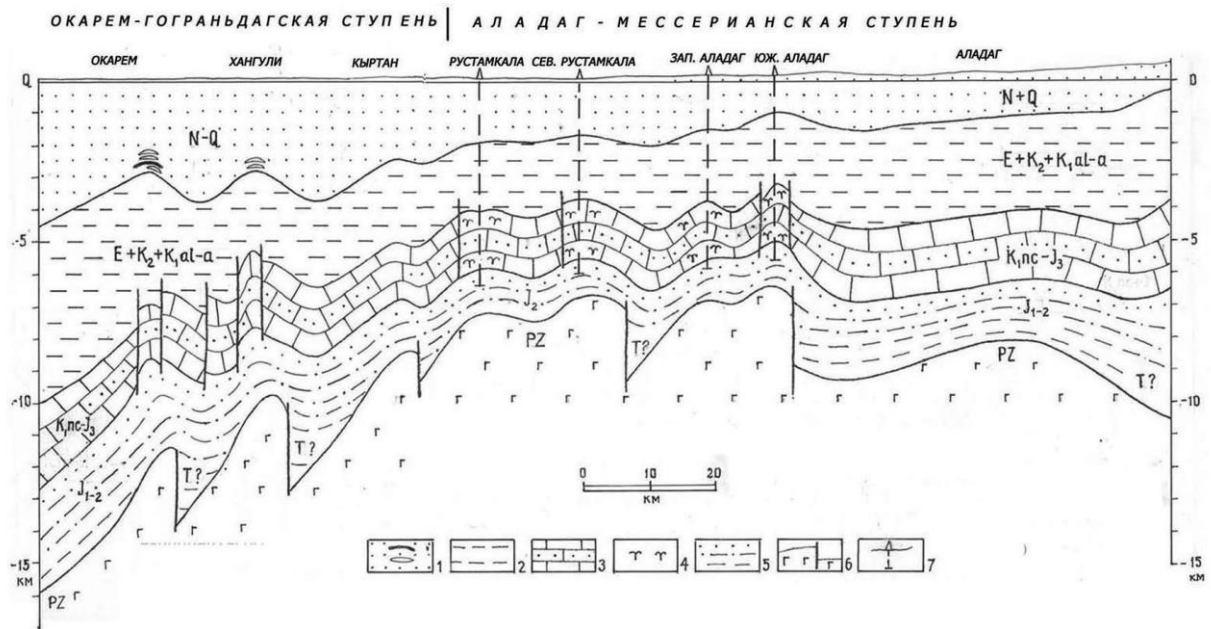


Рис. 13. Геолого-геофизический разрез через Аладаг-Мессерианскую ступень по региональному профилю 782003 (Шахназаров, 1988)



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 – неом-четвертичная моласса с нефтяными и газовыми залежами; 2 – преимущественно глинистые отложения палеогена, верхнего мела и апт-альба; 3 – карбонатные и карбонатно-терригенные отложения неокома и верхней юры; 4 – органогенные постройки, возможные в карбонатах неокома и верхней юры; 5 – терригенные отложения нижней-средней юры и триаса (триас и низы юры выпадают в сокращенных по мощности разрезах); 6 – палеозойский фундамент, его гипотетические блоки и разломы; 7 – параметрические скважины, рекомендуемые на неом-верхнюю юру, крупных максимально приподнятых структур Аладаг-Мессерианской ступени

Рис. 14. Принципиальный геологический разрез через Гограньдаг-Окаремскую и Аладаг-Мессерианскую ступени по линии Окарем-Аладаг (Мелихов, 2007)

В Горганском районе Ирана, прилежащем с юга к Аладаг-Мессерианской зоне (Ибрагимов и др., 1974), при испытании скважины Кызылтепе-2 с глубины 4370 м получен приток газа дебитом 170 тыс. м³/сут из известняков свиты Тирган (баррем). При опробовании известняков свиты Моздуран

(оксфорд) с глубины около 4800 м получен газ дебитом 0,5 млн м³/сут, устьевое давление составило 50 МПа. При проходке карбонатно-терригенных формаций юры до глубины 5700 м было встречено еще несколько залежей газа с аномально высоким давлением.

В аспекте газонефтеносности мезозойских отложений в ЮЗ Туркменистане наиболее важная роль принадлежит неоком-мальмскому карбонатному комплексу, представляющему собой мощный (1–1,5 км) природный резервуар, способный, в отличие от перекрывающих и подстилающих его терригенных комплексов, сохранять емкостные свойства на большой глубине (4–6 км). Судя по результатам бурения на площади Кызылтепе в Иране, рассматриваемый карбонатный комплекс имеет внутренние флюидоупоры, что позволяет рассчитывать на обнаружение в нем многопластовых месторождений нефти и газа.

Наиболее благоприятный разрез неоком-мальма установлен на юго-западной периферии региона, в районе Кызылтепе в Иране. Согласно прогнозу [4] на иранском месторождении Кызылтепе и в сопредельном Приатрекском и Аладаг-Мессерианском районах ЮЗ Туркменистана, а также, предположительно, в Куйлярском районе Западного Копетдага развит многопластовый природный резервуар с сочетанием ряда коллекторских и флюидоупорных горизонтов как в верхнеюрской, так и в неокомской частях разреза. В этих же районах карбонаты неоком-мальма наиболее доступны для бурения.

В ядрах антиклиналей Гограндаг-Окаремского района и большей западной части Прибалханского района неоком-мальмский комплекс погружен на труднодоступные глубины 6–7 км, тогда как в антиклиналях Аладаг-Мессерианского района он ожидается на глубинах 3,5–4,5 км, Куйлярского района – на глубинах 1,5–3,5 км. Восточная часть Прибалханской зоны более доступна по глубине залегания

неоком-мальма, чем западная, но возможность существования здесь крупных ловушек в мезозое проблематична. Наиболее крупные, умеренно глубокие (6 км) антиклинальные ловушки в неокомских отложениях предполагаются на месторождении Челекен – самом поднятом в Прибалханском районе [2] и на месторождении Окарем – в Гограндаг-Окаремском районе.

К наиболее перспективным объектам мезозоя во всех зонах ЮЗ Туркменистана, при других равных критериях, должны быть отнесены крупные, менее нарушенные ловушки, в которых в оптимальных региональных и локальных условиях для аккумуляции и консервации УВ находится основной, неоком-мальмский карбонатный комплекс региона.

Далее производится анализ особенностей строения и оценки предполагаемой газонефтеносности мезозоя и его основного неоком-мальмского карбонатного плеча по разнопостроенным перспективным районам ЮЗ Туркменистана.

**Газонефтеперспективные
по мезозою районы
ЮЗ Туркменистана.
Куйлярский перспективный
район**

По данным [6, 7, 18, 22–24], в Западном Копетдаге в юре-палеогене существовала миогеосинклиналь, характеризовавшаяся резким преобладанием осадочных формаций, их значительной мощностью, дифференцированным погружением, отсутствием магматических проявлений и метаморфизма, весьма умеренной складчатостью и ярко выраженной линейностью распространения структурно-формационных зон.

Куйлярский перспективный район (см. рис. 9, 10) отождествляется с Западно-Копетдагским синклиниорием – самостоятельным бассейном, средняя величина объема осадочного выполнения которого приблизительно составляет 250 тыс. км³. К этому бассейну приурочено наибольшее количество известных газопроявлений.

Известны газопроявления из отложений сеномана и сенона в структурных скважинах на антиклиналях Терсакан и Сеиткардери. Естественные выходы горючих газов отмечены в районе Данатинской, Казанджикской, Обойской и Чаалджинской структур [6, 7, 22, 25]. В скважине 5 долины р. Сумбар в процессе бурения в интервале 450–650 м (нижний сеноман) и 1080 м (альб) в глинистом растворе были отмечены пленки нефти.

В результате бурения поисковой скважины 1 на площади Даната в среднеюрском интервале 1940–2085 м отмечены повышенное содержание углеводородов по газовому каротажу и обильный растворенный УВ газ при испытании разреза в процессе бурения [18]. При бурении мелких гидрогеологических скважин Управления геологии ТССР на структуре Куйляр отмечались газонефтепроявления из верхнего мела [7].

Основными стратиграфическими комплексами пород, перспективными на газ и нефть в Куйлярском районе, считаются отложения терригенной и карбонатной юры, карбонатно-терригенного неокома, терригенного апта-альба. В качестве первоочередных объектов для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ здесь продолжают рассматриваться крупные Куйлярская, Эйшемская и Калаусская антиклинали, подготовленные к глубокому бурению геолого-структурной съемкой [6, 7].

Следует отметить, что ранее пробуренная параметрическая скважина на Куйляре не вскрыла доминантный на нефтегазоносность неоком-мальмский карбонатный комплекс.

Аладаг-Мессерианский перспективный район

Аладаг-Мессерианская зона поднятий рассматривается в качестве непосредственного продолжения антиклинальных линий Куйлярского района [4, 20, 22, 26] (см. рис. 13, 14; рис. 15). Здесь газопроявления были отмечены при структурно-поисковом бурении на площадях Западный Аладаг, Изаткули из альбских отложений.

Аладаг-Мессерианская зона поднятий отделяется от Гограньдаг-Окаремской зоны крупным разломом амплитудой 5 км. Рассматриваемый район характеризуется наиболее высоким положением складок по отношению к соседним структурным элементам. Сейсморазведочными работами и структурным бурением здесь выявлено значительное количество локальных структур, подготовленных по плиоценовым отложениям (см. рис. 15). Структурные планы мезозоя кардинально отличаются от плиоценовых из-за сложного глубинного строения мезозойского структурного этажа, не поддающегося удовлетворительной расшифровке на базе низкокачественных сейсмических записей в интервалах залегания мезозоя и, особенно, целевого комплекса неоком-мальма.

В Аладаг-Мессерианской зоне наднеокомские отложения мела глинизируются относительно обнажений Западного Копетдага и вместе с мощными (до 1–2 км) глинами палеогена-миоцена создают надежную региональную покрывку для УВ скоплений в неокомских и верхнеюрских отложениях.

Карбонатный неоком-малым залегают здесь на доступной, оптимальной глубине (3,5–5 км), в многочисленных, благоприятных для аккумуляции и консервации залежей УВ ловушках, строение и продуктивность которых могут быть изучены результативно

и экономично. Например, для оценки структур на каспийском шельфе Туркменистана требуются многократно более дорогие скважины глубиной 5–7 км, ориентируемые на нижний красцвет и миоцен.



Список структур:

1 – Перевало-Айдинская, 2 – Малобалханская, 3 – Шорджинская, 4 – Ахчагуйминская, 5 – Кызылджабаирская, 6 – Кюрендагская, 7 – Обойская, 8 – Данатинская, 9 – Ялмакуинская, 10 – Тузлучайская, 11 – Суйджинская, 12 – Иссунская, 13 – Камаклинская, 14 – Чаалджинская, 15 – Зирикская, 16 – Сарджаская, 17 – Карагезская, 18 – Куйлярская, 19 – Геокобинская, 20 – Акобинская, 21 – Эйшемская, 22 – Акчадагская, 23 – Южно-Эйшемская, 24 – Тройская, 25 – Синджоуская, 26 – Сеиткердеринская, 27 – Калаусская, 28 – Кеседагская, 29 – Хасардагская, 30 – Исакская, 31 – Дойранская, 32 – Терсаканская, 33 – Аджикуинская, 34 – Кунузундагская, 35 – Наарлинская, 36 – Сонгудагская, 37 – Палызанская, 38 – Тенгирская, 39 – Западно-Зирикская, 40 – Гейрджанская, 41 – Аладагская, 42 – Западно-Аладагская, 43 – Северо-Рустамкалинская, 44 – Мессерианская, 45 – Рустамкалинская, 46 – Мешхедская, 47 – Изаткулийская, 48 – Даяндыкская, 49 – Южно-Рустамкалинская, 50 – Невчайтагская, 51 – Гельгурденская, 52 – Мадаусская, 53 – Бенгуванская, 54 – Билуджикская, 55 – Делилийская, 56 – Кошаджакуинская, 57 – Кызылатрекская, 58 – Приатрекская, 59 – Тоголокская, 60 – Мамедьярская, 61 – Каялджинская, 62 – Джанетская, 63 – Аджинская, 64 – Гекчинская

Рис. 15. Схема тектонического районирования и перспектив нефтегазоносности Западного Копетдага и Аладаг-Мессерианской ступени (Крылов и др., 1978)

В Аладаг-Мессерианском районе ЮЗ Туркменистана целесообразно сконцентрировать сейчас основной объем регионально-поисковых и площадных высокотехнологичных сейсморазведочных и буровых работ на неоком-мальм. Первостепенное значение здесь необходимо придать созданию поисковой сейсмической сети современного уровня, отчасти дублируя низкокачественные по мезозою региональные и поисковые профили МОГТ, отработанные до 2000 г. Дополнительные площадные сейсморазведочные работы необходимо провести на всех без исключения поднятиях, считавшихся ранее подготовленными. Фактически они должны быть переподготовлены для заложения поисковых скважин.

Самые крупные представительные структуры рассматриваемого района, подлежащие первоочередному изучению сейсморазведкой и бурением (с севера на юг) – Западный Зирик, Западный Аладаг, Изаткули, Кызылатрек, Делили [4].

Западно-Аладагская группа структур

Поднятие Западный Аладаг изучалось структурным бурением [27] и подготавливалось сейсморазведкой МОГТ по ОГ в низах красноцвета, его структурный план по мезозою совершенно не известен. Ориентировочные размеры Западно-Аладагского поднятия – 18×7 км, амплитуда – до 1000 м.

Параметрическая скважина Западный Аладаг 2 при достигнутой глубине 4719 м «зависла» в низах апта. В процессе ее бурения признаков нефтегазоносности не наблюдалось. Вероятно, это связано с крыльевой позицией скважины, на что указывают зафиксированные по керну углы наклона слоев мезозойских отложений,

составляющие 45–50 градусов и более. В присводовой (?) структурной скважине 3 ранее был получен значительный выброс газа ориентировочным дебитом 10–15 тыс. м³/сут из линзовидных песчаников альба.

Остается неясным строение участков, примыкающих с востока и юга к крупнейшей по своим размерам структуре Западный Аладаг. На прилежащих площадях Южный Аладаг и Кемендере допускалось существование локальных структур, возможно, даже поднятых по отношению к Западно-Аладагской [4]. Дальнейшее бурение на последней должно производиться с учетом строения площадей Кемендере и Южный Аладаг, которые сами являются важными самостоятельными объектами последующих поисковых работ.

Обязательным условием заложения новой параметрической скважины на Западно-Аладагской группе структур является проведение площадной сейсморазведки МОГТ современного уровня и подготовки здесь кондиционных объектов по неоком-мальму.

Изаткулийская группа структур

Антиклиналь Изаткули – центральная складка одноименной, одной из наиболее крупных групп поднятий в рассматриваемом районе. Получение информации в центре крупной Изаткулийской группы поднятий, с которой, по данным КМПВ, связывается выступ поверхности фундамента, представляется особенно важным [4].

Одну из первоочередных параметрических скважин глубиной 5 км целесообразно заложить на структуре Изаткули. Забой расположенной поблизости скважины Изаткули-1 находится в средней части аптских отложений на глубине 2652 м.

Учитывая общую толщину аптских отложений – 600–800 м при отсутствии повторения разреза за счет пологого надвига, поверхность неокомских отложений может ожидать на глубине 3–3,5 км. В таком случае до глубины 5 км будет освещен полный разрез неоком-мальмского карбонатного комплекса. Если сводовая часть Изаткулийской структуры будет осложнена надвигом, неокомско-верхнеюрские отложения в поднадвиговой части структуры будут залегать на неясной, но большей глубине. В таком случае нижняя часть карбонатной формации может остаться не вскрытой бурением [17, 28].

Структура Рустамкала, разбуривавшаяся в конце 1980-х годов, является скорее всего периклинальным осложнением крупной поднятой Западно-Аладагской цепи структур. Проведенная ранее переинтерпретация сейсмопрофилей допускает значительное погружение поверхности карбонатов неокома на площади Рустамкала (4,8 км). Таким образом, свод Рустамкала оказывается опущенным на 1,4 км по отношению к своду структуры Изаткули, где кровля карбонатов неокома ожидается на глубине 3,4 км.

Прогнозные ресурсы газа, подсчитанные «ТуркменНИПИнефть» по мезозойским отложениям Куйлярского и Аладаг-Мессерианского районов, составляют в сумме 704 млрд м³ [17]. Фактически газовые ресурсы только последнего высокоперспективного района могут составить, по современной оценке, 2–3 трлн м³. Говорить о нефтяных ресурсах Аладаг-Мессерианского района до получения результатов разведки 1–2 ключевых объектов преждевременно. Нефтяные ресурсы района можно предварительно оценить в 20% от газовых.

Прибалханский перспективный район

Все известные месторождения нефти и газа в Прибалханской зоне поднятий связаны с терригенной толщей плиоцена. Подавляющее их большинство в значительной степени выработаны и находятся на поздней стадии разработки. Новые перспективные на нефть и газ структуры отсутствуют. Стабилизация и дальнейшее наращивание уровня добычи нефти и газа возможны здесь только при усилении ГРП на мезозойский терригенно-карбонатный этаж толщиной до 5–7 км [1, 2, 17, 29]. Тектоническая схема Прибалханской зоны поднятий представлена на рис. 16.

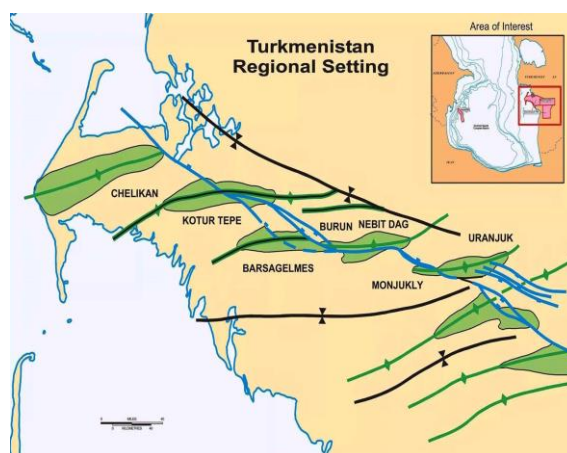
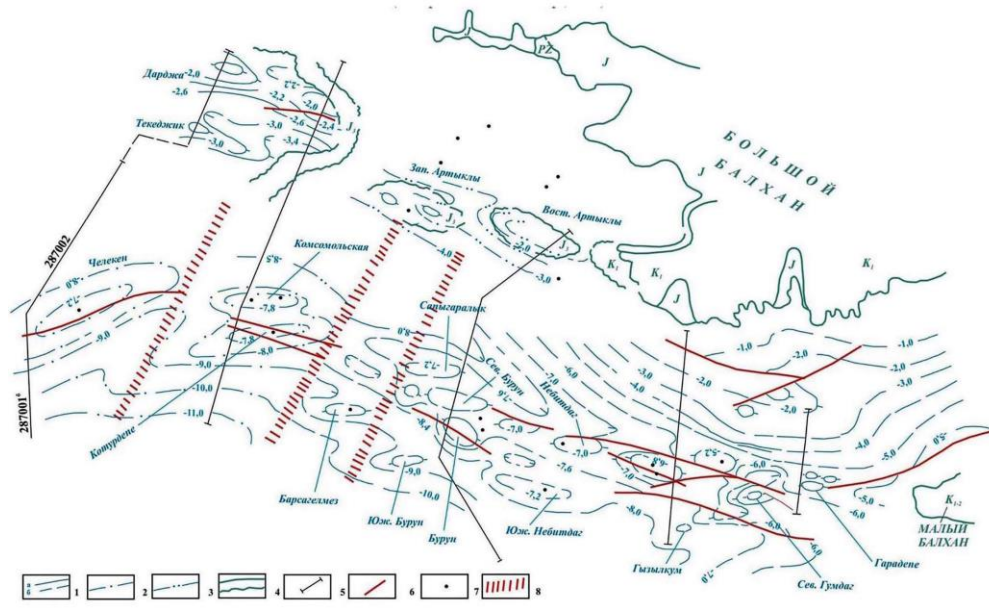


Рис. 16. Тектоническая схема Прибалханской зоны поднятий

Самая крупная в пределах Апшерон-Прибалханского порога Челекенская складка по размытой поверхности мезозоя представляет собой резко выраженную асимметричную брахиантиклиналь размерами 35×15 км и амплитудой до 2 км. В преднеогеновое время она представляла собой приподнятый участок суши, подвергавшийся интенсивному размыву [2]

Кроме максимально выраженного Челекена, ключевыми структурами Прибалханского района по мезозою являются крупнейшее нефтегазоконденсатное месторождение ЮЗ Туркменистана Котуртепе и крупное старейшее газонефтяное месторождение Небитдаг.

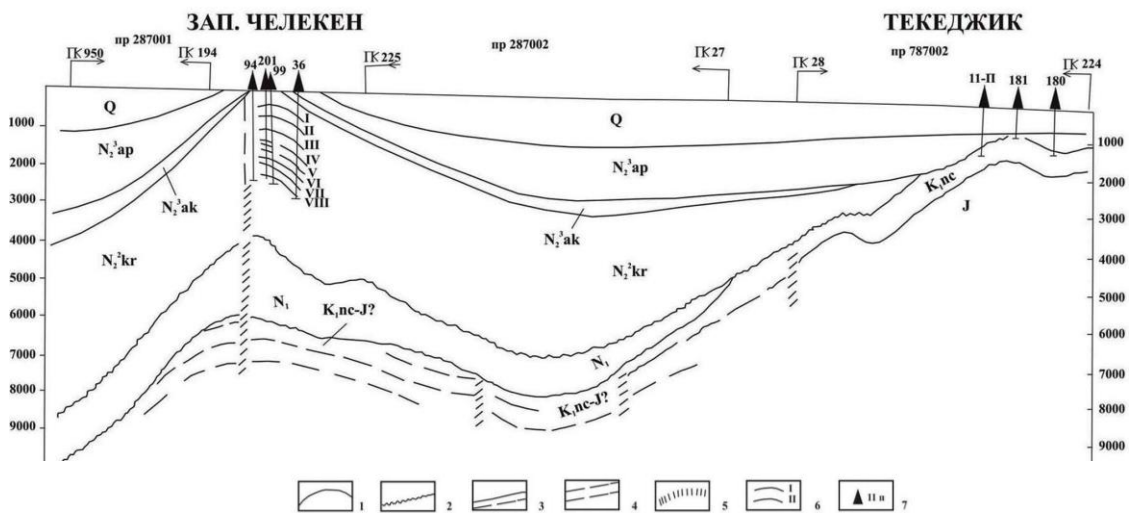
Впервые для Прибалханской зоны произведены среднемасштабные структурные построения по мезозою, выполненные Аширмамедовым М.А. и др. по результатам анализа сейсморазведочных материалов [2] (рис. 17, 18).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 – УСГ вблизи подошвы мела: а) уверенные, б) предполагаемые; 2 – УСГ внутри юрских отложений; 3 – УСГ по поверхности юрских отложений; 4 – геологические границы; 5 – линии сейсмических профилей; 6 – тектонические нарушения; 7 – скважины; 8 – региональные разломы по данным гравиметрии

Рис. 17. Структурные карты УСГ Прибалханской зоны поднятий и Келькорского прогиба по мезозойским отложениям (Аширмамедов и др, 1999)



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 – стратиграфические границы; 2 – границы несогласия; 3 – границы внутри юрских отложений; 4 – тектонические нарушения по данным бурения; 5 – тектонические нарушения по данным сейсморазведки; 6 – нефть; 7 – скважины

Рис. 18. Поперечный сейсмогеологический разрез через Прибалханскую зону поднятий. Келькорский прогиб по линии Зап. Челекен-Текеджик (Аширмамедов и др., 1999)

Структурный план горизонтов мезозоя Прибалханской зоны в основном соответствует плиоценовому. В мезозойском комплексе выявлены и новые складки, не нашедшие развития в плиоцене. Судя по выполненным построениям, одной из особенностей тектонического строения складок Прибалханской зоны поднятий является их более резкая дислоцированность в плиоценовых отложениях, нежели в слоях мезозойского комплекса. С глубиной их количество и амплитуды резко уменьшаются. Однако и в мезозое роль основных разрывных нарушений, формирующих Прибалханскую зону поднятий, остается определяющей.

Отмечается широкое развитие региональных разломов различной амплитуды – от 100–200 до 1000 и более метров. Разрывные нарушения длительного развития имели большое влияние на формирование зон нефтегазонакопления. С нарушениями связаны и нефтегазопроявляющие грязевые вулканы, имеющие корни в мезозойских отложениях [30].

Глубинное геологическое строение мезозойских образований Прибалханской зоны изучено крайне слабо. Перспективы открытия нефтегазовых месторождений в мезозойском комплексе базируются на естественных и полученных в процессе бурения нефтегазопроявлениях, информации о содержании в породах мезозоя органического вещества и битумов. Естественные нефтепроявления наблюдаются в жерлах грязевых вулканов на Челекене и в виде кировых покровов на месторождении Небитдаг. Газонефтепроявление установлено на площади Каратепе при вскрытии кровли известняков нижнего баррема.

Мезозойские отложения на территории Прибалханской зоны поднятий вскрыты на 6 площадях. Выявление и ввод в разработку крупных месторождений нефти и газа, прогнозируемых в мезозойских отложениях Прибалханья, является одним из важнейших условий повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ.

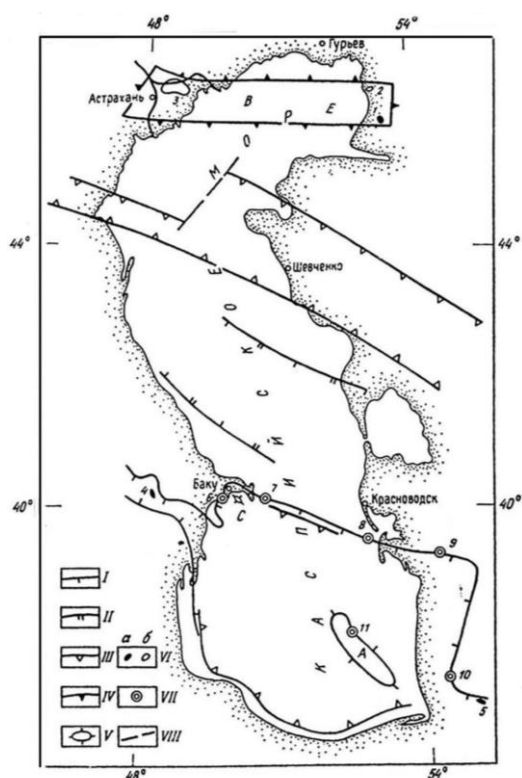
В пределах Прибалханской зоны целесообразно продолжить изучение структуры мезозоя сейсморазведкой современного уровня в относительно доступной по глубине восточной части зоны (доизучение Каратепинского мезозойского поднятия – неокомского рифа?), а также на крупных месторождениях – ключевых поднятиях Западного Прибалханья – Челекен, Котуртепе и Небитдаг.

Поднятие Каратепе

По данным Аширмамедова М.А. и др., на площади Каратепе Прибалханской зоны в параметрической скважине 23 в кровле известняков баррема на глубине 4875 м обнаружено проявление УВ газа. Из интервала 4875–4895 м получена пленка нефти с удельным весом 0,865 г/см³. К сожалению, из-за технической аварии эта скважина глубже не бурилась и не опробовалась. Последующие скважины не вскрыли мезозой, залегающий под глиняным миоценовым диапиром, маскирующим прогнозируемый риф. Таким образом, впервые в Прибалханской зоне поднятий на площади Каратепе установлен прямой признак нефтегазоносности неокома. Дальнейшее исследование названной структуры по мезозою было прекращено. Кратко остановимся на обосновании разведки мезозоя и прогнозируемого рифа на площади Каратепе.

По данным Грачевского М.М. и Кравчука А.С. [31], в основу поставленной проблемы поисков и разведки барьерно-рифового обрамления и внутреннего мегаатолла Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна положена палеогеоморфологическая аналогия одноименной впадины с впадинами Мексиканского залива и Прикаспийской. По

аналогии с высокопродуктивным мексиканским барьерным рифом Реформа прогнозируются запасы нефти на глубинах 4000–6000 м, сосредоточенные в узкой полосе мезозойского карбонатного клиноформного морфологического уступа, поверхностным отражением которого на акватории является Апшеронский порог (рис. 19).



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ
- I–IV – бассейновый склон барьерных рифов соответственно мелового, юрского, триасового, девонско-каменноугольного возраста;
 - V – внутрибассейновые рифы (A, B – Южно-Каспийский и Северо-Каспийский мегаатоллы, C – одиночный риф Бахар);
 - VI – месторождения в мезозойских отложениях: а – нефтяные (1 – Тенгизское, 4 – Мураджанлы, 5 – Кызыл-Тепех), б – газовые (2 – Таджигали, 3 – Ширияевское (Астраханское));
 - VII – рекомендуемые на мезозойский рифовый уступ скважины глубокого бурения (6 – Шихово-море, 7 – 2 Южная, 8 – банка ЛАМ, 9 – Монжуклы, 10 – Гекча, 11 – Грязный вулкан);
 - VIII – трансформный разлом

Рис. 19. Прогноз потенциальных нефтегазоносных рифов Каспийского моря (Грачевский, 1999)

В ЮЗ Туркменистане по геофизическим данным намечен и описан неокомский барьерно-рифовый уступ протяженностью 400 км, совпадающий с Шорджа-Гекчинским разломом и Прибалханской структурной зоной [31] (см. рис. 19). Правомерность выделения и трассировки барьерно-рифового уступа подтверждается присутствием рифовых обломков со следами нефти в выбросах вулкана Алигул (Челекен).

Челекенское поднятие

На сейсморазведочных профилях МОГТ в пределах Челекена красноцветные отложения отмечаются протяженными осями синфазности. Ниже следует зона со слабо выраженной сейсмической записью, интерпретируемая как преимущественно глинистый понт-миоцен. Для этого комплекса характерно возрастание мощности по мере приближения к присводовой части складки.

Поэтому углы падения пород подошвы красноцвета значительно круче наблюдаемых в мезозое. Предполагается, что понт-миоцен на площади Челекен с разрывом залегает на нижнемеловых, возможно, на неокомских отложениях [2] (см. рис. 17, 18).

Среди карбонатных пород, отобранных из продуктов извержения грязевого вулкана Алигул профессором Аманниязовым К.Н. и главным геологом Челекенского НГДУ Туваковым А., по данным Центральной лаборатории Управления геологии ТССР, обнаружены органогенно-обломочные, водорослевые, мшанковые и коралловые известняки. По результатам микрофаунистических исследований их возраст датируется как верхний келловей.

По рекомендациям Аширмамедова М.А. и др., на мезозой Челекена бурилась в

2002–2004 гг. скважина 20 проектной глубиной 6500 м, заложенная на восточной периклинали крупнейшего поднятия. По техническим причинам скважина была остановлена на глубине 6030 м (коэффициент аномально-высокого пластового давления (АВПД) 2,2–2,3, удельный вес бурового раствора 2,45 г/см³), вскрыв низы эоцена. В миоцене был получен интенсивный приток пластовой воды с газом и небольшим количеством нефти [32, 33].

На Восточно-Челекенском газонефтяном месторождении с использованием передовых методов геофизических исследований в скважинах (ГИС) в обсаженном стволе разведочных скважин определены характеристики известных и вновь установленных продуктивных интервалов нижнего красноцвета (рис. 20).

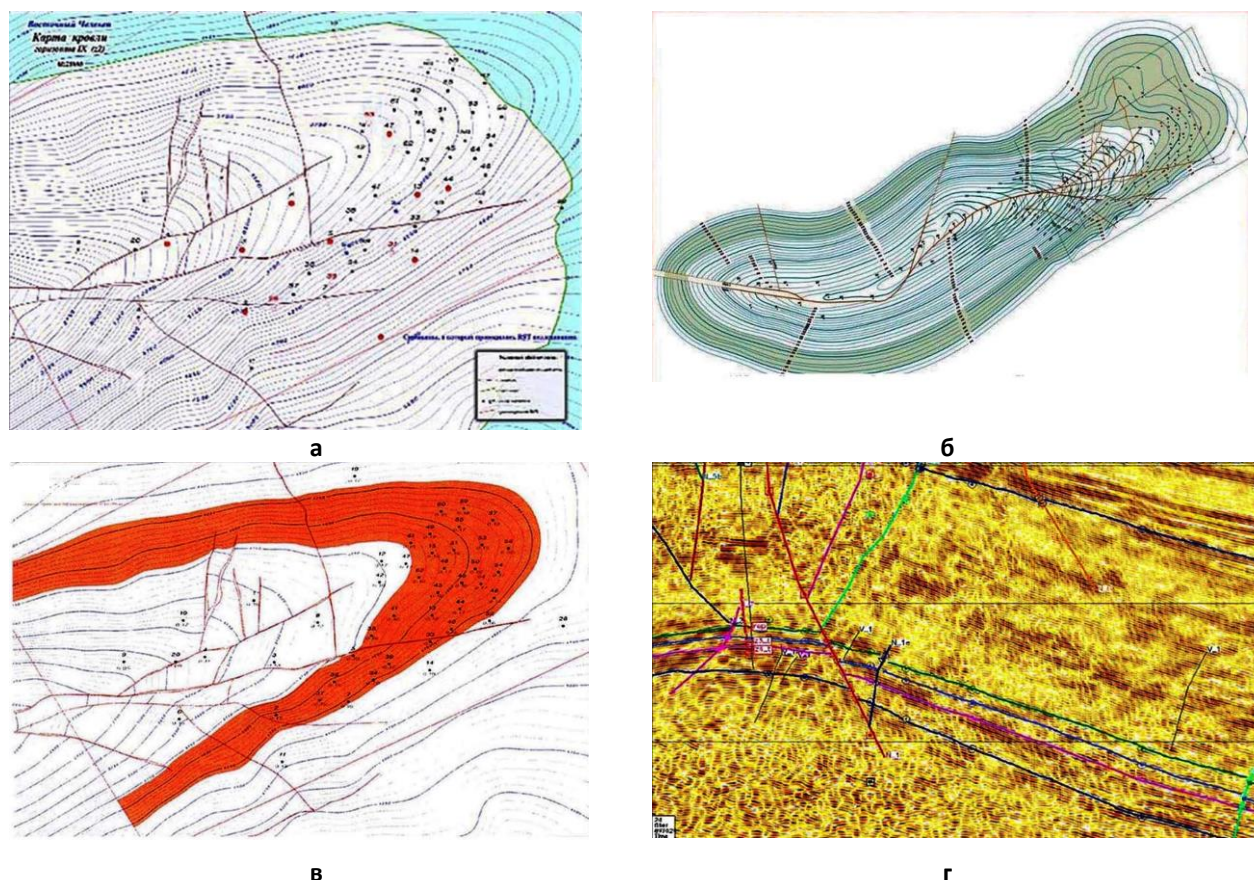


Рис. 20. Геолого-геофизические данные газонефтяного месторождения Восточный Челекен (Шевченко, Григорьев, 2007)

20.а – структурная карта кровли основной продуктивной пачки Z2–Z3 с обозначенными «старыми» (красный цвет) и «новыми» (черный цвет) скважинами;

20.б – синтезированная карта кровли пласта Z2–Z3 для Большой Челекенской структуры, включая территорию месторождения Восточный Челекен (прямоугольник в северо-восточной части карты);

20.в – распределение средней пористости пластов-коллекторов пачки Z2–Z3 в наиболее благоприятном гипсометрическом диапазоне их развития (3800–4300 м);

20.г – фрагмент временного разреза по профилю 897029 – переинтерпретация материалов сейсморазведки 2D (жирной красной линией выделено нарушение сбросового типа, пересекающее всю красноцветную толщу с серией второстепенных опережающих разрывов)

В 2007 г. была выполнена программа дополнительных сейсморобот 3D/2D, в комбинации с проведением VSP в новых скважинах, построена трехмерная модель месторождения. Полученные данные в увязке с имеющимися сейсмическими материалами позволили создать новую геологическую модель объекта, пробурить новые разведочные скважины и обеспечить резкий рост запасов (до уровня крупного месторождения) и добычи нефти [32, 33].

Была выявлена закономерность гипсометрического положения высокопродуктивных коллекторов нижнекрасноцветных отложений Восточного Челекена, локализуемых в виде полосы в периферийной части структуры в интервале глубин 3800–4300 м, на фоне слабой продуктивности центральной части структуры из-за тектонической раздробленности, размыва и ухудшения свойств коллекторов (см. рис. 20в) [32, 33].

Данный опыт высокоэффективной доразведки месторождения Восточный Челекен с использованием новых геофизических и буровых технологий в расширенных вариациях может распространяться на старые месторождения и недоразведанные структуры Прибалханского и Гограньдаг-Окаремского районов.

Гограньдаг-Окаремский перспективный район

Одноименная зона поднятий расположена в прикаспийской полосе ЮЗ Туркменистана и является газонефтеносной в отложениях нижнего красноцвета. Отдельные залежи углеводородов обнаружены в миоцене и верхнем плиоцене [15, 17, 34–36].

На ряде месторождений зоны (Окарем, Кеймир, Ақпатлаук и др.) наблюдается рост коэффициента АВПД в низах красноцвета до 1,7–2, из-за чего оказываются недоисследованными на нефтегазоносность до 500 м разреза нижнего красноцвета и миоцена, не говоря уже о вскрытии мезозоя [36].

Для преодоления этого барьера АВПД нужно искать какие-то «окна» на данных месторождениях с приемлемым уровнем аномально-высокого пластового давления. Подобный барьер АВПД и другие осложнения «прервали» углубление мезозойской скважины на крупном ключевом поднятии Окарем проектной глубиной 6000 м. Эту скважину на мезозой нужно обязательно дублировать, выбрав «окно» барьера АВПД по новым геофизическим исследованиям современного уровня.

Поднятие Окарем по кровле красноцвета имеет размеры 48×10 км, амплитуду – более 500 м. Своду поднятия отвечает четко выраженный минимум силы тяжести интенсивностью 5 мгл, обусловленный наличием на глубине 5 км под сводом поднятия разуплотненной толщи (Киреев Б.И.). Гумаров К.С. связывает это разуплотнение с огромным скоплением газа расчетным объемом 1–5 трлн м³ под экраном АВПД в подошве красноцвета [35]. О вероятности такого скопления косвенно свидетельствует огромный объем сопочной брекчии 5–10 км³, изверженный Южно-Окаремским погребенным грязевым вулканом [30].

При подтверждении гипотезы огромного газового скопления под плиоценовой Окаремской структурой месторождение Окарем окажется одним из крупнейших по газу в Южно-Каспийской провинции. Естественно, резко возрастут прогнозные газовые ресурсы Гограньдаг-Окаремского района (до нескольких трлн м³).

На примерах Окарема и др. нефтегазосодержащих поднятий рассматриваемого района Гумаровым К.С. впервые выдвигается гипотеза об участии УВ флюидов в формировании поднятий [35].

На месторождении Кеймир впервые из тонкослоистых песчаных коллекторов низов красноцвета, практически не отображающихся на кривых самопроизвольной поляризации, были получены промышленные притоки УВ [36]. Именно эта часть разреза оказалась крайне сложной для проводки скважин из-за резкого проявления АВПД.

Испытанием ряда скважин на месторождениях Кеймир, Акпатлаух и Чекишляр доказано наличие высокодебитных залежей нефти и газа в нижнекрасноцветных

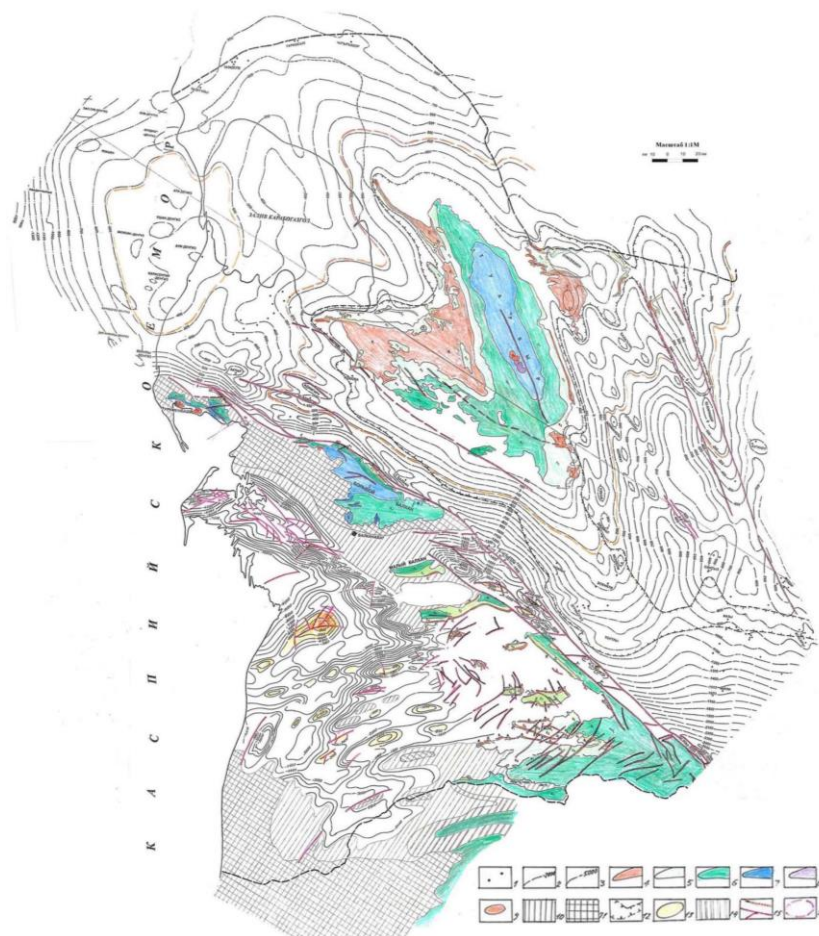
отложениях, приуроченных к низкоомным пластам, которые не выделялись как продуктивные. В связи с этим производилась переоценка комплекса ГИС этих объектов для выделения продуктивных коллекторов в низкоомных разрезах [17].

Месторождение Керпедже является крупнейшим в пределах Гограньдаг-Окаремской зоны. Многопластовая газонефтяная залежь месторождения сосредоточена в низах красноцвета. Ниже нее, в миоцене, четко фиксируется «яркое пятно» – аномальная зона сейсмической записи в интервале глубин 4500–5000 м. Эта АТЗ (аномалия типа «залежь») оказалась идентичной новой мощной миоценовой нефтяной залежи [17, 36]. Необходимо дальнейшее изучение этого месторождения на глубину (до мезозоя?) сейсморазведкой и бурением современного уровня.

Приатрекский перспективный район

Этот впервые выделяемый район не показан на обзорной нефтегазогеологической карте ЮЗ Туркменистана (см. рис. 2), он объединяет южные части Гограньдаг-Окаремской и Аладаг-Мессерианской зон поднятий.

На юге Гограньдаг-Окаремской зоны, начиная с Чикишляра и до иранской границы, интенсивным предплиоценовым размывом срезаются отложения понт-миоцена и палеогена, а красноцвет ложится на разные горизонты верхнего мела – это хорошо видно на картах структурно-формационных особенностей комплексов отложений палеогена-мела и типовых разрезах скважин (сеноман-верхний баррем на рис. 11) и на структурно-геологической карте поверхностей палеоцена и мела Западного Туркменистана (рис. 21).



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ
- 1 – скважины, вскрывшие палеоген и меловые отложения;
 - 2 – структура поверхности палеоцена в С3 Туркменистане;
 - 3 – структура поверхности мела в Ю3 Туркменистане;
 - 4–9 – выходы на дневную поверхность отложений палеоцена (4), верхнего (5) и нижнего (6) мела, юры (7), триаса (8) и палеозоя (9);
 - 10–11 – зоны частичного (10) или полного (11) выпадения из разреза турон-маастрихтских отложений в Ю3 Туркменистане за счет срезания предсреднеплиоценовым, предмеловым и др. размывами;
 - 12 – стратиграфическое срезание и дренирование палеоцена и разных объемов меловых отложений предсреднеплиоценовым размывом в зоне эрозионного среза Пра-Амударьи и на группе выступов С3 Туркменистана;
 - 13 – перспективные на УВ-антиклинальные и антиклинально-блоковые палеоцен-меловые объекты Ю3 Туркменистана;
 - 14 – земли, перспективные на литолого-стратиграфические скопления УВ в палеоцен-верхнемеловых отложениях Ю3 Туркменистана;
 - 15 – разрывные нарушения;
 - 16 – крупные выступы в С3 Туркменистане

Рис. 21. Структурная карта поверхности палеоцена в С3 Туркменистане и поверхности мела в Ю3 Туркменистане (Мелихов, 2007, с использованием данных Аширмамедова, Захидова, Кудельского, Мельник, Мирзаханова, Одекова и др.)

Глубина залегания поверхности размыва на Чикишляре, Аджиябе и др. структурах колеблется в диапазоне 3700–4000 м. С востока на запад и с севера на юг наблюдается подъем глубокозалегающих горизонтов за счет предплиоценового размыва [17]. Примерно такая же глубина размыва отмечается и на юге Аладаг-Мессерианской зоны поднятий (Геокча, Кошаджа-Куи, Тоголок, Кызыл-Атрек), где значительная часть верхнемеловой системы также размыта.

Перспективный на нефтегазоносность карбонатный неоком-мальм Приатрекского района становится доступным для вскрытия в сводах поднятий на умеренных глубинах 4–5 км. Критерии перспектив нефтегазоносности Приатрекского района не совсем

понятны, отрицательным фактором является выпадение из разреза мощной региональной глинистой покрывки понта-миоцена-палеогена.

Мезозойские отложения Приатрекского района характеризуются интенсивной дислоцированностью и дизъюнктивной нарушенностью, что затрудняет картирование этих отложений сейморазведкой. Отдельные представительные структуры Приатрекского района, которые считались подготовленными по УСГ неокома и на которых бурились скважины, «зависшие» в апт-альбе (Тоголок, Кызылатрек), должны быть переподготовлены высокотехнологичной сейморазведкой по неоком-мальму для заложения новых скважин глубиной 5000 м.

Важнейшим объектом параметрического бурения в Приатрекском районе является одна из немногих, относительно изученных сейсморазведкой, антиклиналь Тоголок. Она расположена в непосредственной близости от иранского месторождения Кызылтепе, в зоне с ожидаемым благоприятным разрезом неоком-мальмского карбонатного резервуара. По своей структурной выраженности, высоте, объему замкнутой ловушки и ожидаемой глубине залегания неокома структура Тоголок выглядит предпочтительнее окружающих ее структур [4].

Тоголокская антиклиналь, по имеющимся, недостаточно кондиционным, данным сейсморазведки МОГТ, представляет собой крупную двухкупольную структуру размером 18×4 км и высотой (основного южного купола) 300–400 м. Разрывное нарушение проходит через осевую часть складки и существенно не снижает емкостные свойства ловушки. Ранее пробуренная на структуре Тоголок скважина, вскрывшая при глубине 3,1 км альбские отложения, позволяет увереннее осуществить проектирование и проводку новой параметрической скважины глубиной 5 км.

По прогнозной оценке «ТуркменНИПИнефть», ресурсы природного газа мезозойских отложений территории, отождествляющейся сейчас с Приатрекским районом, по категории D_2 составляют 300 млрд m^3 [17]. Представляется, что эта оценка является заниженной. Прогнозные газовые ресурсы мезозоя, главным образом карбонатного неоком-мальма Приатрекского района, могут быть, по мнению авторов, оценены не менее чем в 1 трлн m^3 .

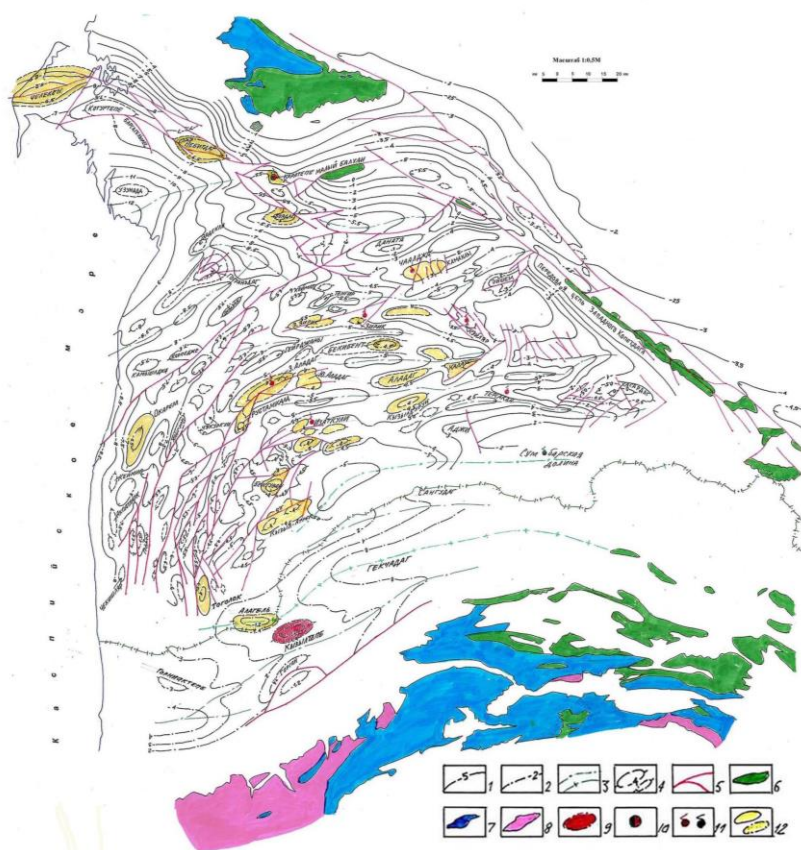
Локализация первоочередных объектов подготовки и разведки неоком-мальмского карбонатного комплекса ЮЗ Туркменистана

На результирующей структурно-геологической карте ЮЗ Туркменистана (рис. 22) изображена упрощенная структура поверхности неокома.

Данная структура позволяет приближенно локализовать основные антиклинальные и антиклинально-блоковые объекты неоком-мальма, в том числе наиболее выраженные и доступные по глубине потенциальные ловушки газа и нефти. Часть этих ловушек рекомендуется для первоочередной подготовки и разведки сейсмическими и буровыми работами современного уровня. Соответствующие рекомендации изложены в разделах по перспективным на мезозой районам и зонам региона.

Заключение

Завершая обзор мезозойского перспективного направления ГРП на газ и нефть в наземной части ЮЗ Туркменистана, можно утверждать, что его реализация возродит былую славу этого старейшего нефтяного региона, уже практически исчерпывающего потенциал главного плиоценового плеча на суше (остаточные запасы плиоцена оцениваются величиной до 100 млн т нефти и объемом в первые сотни млрд m^3 газа). Естественно, огромный потенциал газонефтеносности региона принадлежит низам плиоцена и миоцену практически не разбуренного каспийского шельфа. Сравнить направления работ на суше, осваиваемой с конца XIX века, и на неизученном шельфе не имеет смысла.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ
 1 – прогнозные изогипсы поверхности нижнего баррема в ЮЗ Туркменистане; 2 – изогипсы поверхности альба в Горганском районе Ирана; 3 – тальвеги и структурные гребни поверхностей нижнего баррема и альба; 4 – локальные поднятия; 5 – разрывные нарушения; 6–8 – выходы на дневную поверхность отложений: 6 – неокома; 7 – юры; 8 – доюрских образований; 9 – газоконденсатное месторождение Кызылтпе (Иран) – залежи в известняках баррема (свита Тирган, глубина 4730 м) и оксфорда (свита Моздуран, глубина около 5000 м), еще несколько потенциальных залежей до глубины 5800 м; 10 – площадь Каратепе, скважина 23 – нефтегазопроявление на глубине 4875–4895 м из кровли известняков нижнего баррема; 11 – газопроявления из наднеокомовой секции мела на площадях Зап. Аладаг, Изаткули, Зирик, Чаалджа, Куйляр, Даната, Терсакан, нефтепроявления на Куйляре и в Сумрарской долине Западного Копетдага; 12 – наиболее доступные по глубине антиклинальные и антиклинально-блоковые неоком-мальмские объекты, рекомендуемые для подготовки и разведки

Рис. 22. Упрощенная структурная модель поверхности неокомских отложений с выделением наиболее доступных по глубине объектов подготовки и разведки неоком-мальмского карбонатного комплекса Юго-Западного Туркменистана (Мелихов, 2007, с использованием данных Аширмамедова, Дёминой, Жукоборского, Кравченко, Крылова, Кудельского, Мамиэсенова, Мельник, Одекова и др.)

Можно напомнить, каким образом возродилась слава главного газового региона Юго-Восточного Туркменистана – Мургабского бассейна. При огромных перспективах газоносности подсолевых карбонатов верхней юры, их потенциал до конца советского периода разведывался слабо из-за технико-технологического несовершенства бурения скважин на глубины 5 км в условиях действительных (рапопроявления и пр.) и мнимых горно-геологических осложнений разреза (технически неудачные скважины массово ликвидировались по геологическим причинам). Газовые залежи в подсолевых карбонатах нередко вскрывались с

использованием тяжелых буровых растворов, применявшихся для подавления рапопроявлений в солях и вовремя не заменяемых на облегченные. Естественно, что после этого при опробовании скважин фиксировались, в лучшем случае, газопроявления, а не промышленные притоки газа. При налаживании технологии и дисциплины буровых работ в 1990-х годах, с начала XXI века в Мургабском бассейне начались потрясающие открытия уникальной по запасам газа группы месторождений Галкыныш (ее современная оценка составляет 21 трлн м³) и других месторождений.

Подобный ренессанс может ожидать, по мнению авторов, и наземную часть ЮЗ Туркменистана при массивной реализации мезозойского плеча в условиях кардинального улучшения геофизических и буровых технологий с привлечением передовых российских компаний и модернизацией собственных предприятий. Первоочередным, высокоперспективным районом разведки мезозоя в ЮЗ

Туркменистане несомненно является Аладаг-Мессерианский с наиболее доступной глубиной залегания целевого неоконформального карбонатного комплекса. В погруженной части региона крупнейшими высокоперспективными мезозойскими объектами остаются Челекен и Окарем. Прогнозные ресурсы мезозойского газа ЮЗ Туркменистана ориентировочно оцениваются в 3–5 трлн м³.

Литература

1. *Аширмамедов М.* Научное прогнозирование перспектив нефтегазоносности Западно-Туркменской впадины и сопредельных территорий: Автореф. дис. ... докт. геол.-минерал. наук. Ашхабад, 1996. 76 с.
2. *Аширмамедов М.А., Хаджинуров Н., Гайнуллин М.В.* и др. Глубинное геологическое строение мезозойских отложений Прибалханской зоны поднятий и перспективы их нефтегазоносности // Нефть и газ Туркменистана. 1999. № 4.
3. *Жукоборский Ф.Я., Сахиббаев С.Д., Амангельдыев С., Аманов Г.* Нефтегазоносность мезозоя Юго-Западной Туркмении. Ашхабад: ТуркменИНТИ, 1977. 42 с.
4. *Кравченко К.Н., Дидура В.И., Дороднов В.А., Краснова Г.М.* Региональная структура и перспективы нефтегазоносности неоконформско-верхнеюрских отложений Юго-Западного Туркменистана // Нефть и газ Туркменистана. 1998. № 1.
5. *Крылов Н.А., Тумарев К.К., Аширмамедов М.* Мезозойские отложения Западно-Туркменской впадины – резерв увеличения промышленных запасов нефти и газа // Геология нефти и газа, 1973, № 8.
6. *Кудельский А.В., Барташевич О.В.* О перспективах нефтегазоносности Западного Копет-Дага // Изв. АН Туркм. ССР. Сер. физ.-техн., хим. и геол. наук. 1964. № 3.
7. *Кудельский А.В., Калугин В.П.* Геологическое строение и гидрогеологические условия Западного Копет-Дага в связи с перспективами нефтегазоносности // Геология и полезные ископаемые Туркмении: Тр. УГ ТССР. Вып. 5. Ашхабад: Ылым, 1968.
8. *Мамиевенов Н.М., Силич А.М., Хаджинуров Н.Х., Минаева Р.Т.* Результаты региональных работ в Юго-Западной Туркмении и задачи их на 1991–1995 гг. // Региональные исследования и новые направления поисков нефти и газа: Сб. науч. тр. М.: ИГИРГИ, 1992.
9. *Мелихов В.Н.* Геология и газонефтеобеспеченность Каракумской провинции. Оценка газонефтеперспективных зон, направления поисково-разведочных работ в платформенной части Туркменистана. СПб: Изд-во Политехнического ун-та, 2017. 286 с.
10. *Орёл В.Е., Новиков А.А., Оруджева Д.С.* и др. Стратегия геологоразведочных работ на нефть и газ в Юго-Западной Туркмении // Геология нефти и газа. 1987. № 12.
11. *Шейн В.С., Куницкая Т.Н., Кравченко К.Н.* и др. Мезозойский перспективный нефтегазоносный комплекс Копетдага и прилегающих территорий // Геология и геодинамика нефтегазоносных территорий Юга СССР: Сб. тр. ВНИГНИ. Вып. 255. М.: Недра, 1986.

12. Али-Заде А.А., Ахмедов Г.А., Зейналов М.М. и др. Мезозойские отложения Азербайджана и перспективы их нефтегазоносности. М.: Недра, 1972. 215 с.
13. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: Недра, 2004. 342 с.
14. Алиев А.И. Результаты и перспективы поисково-разведочных работ на туркменском шельфе Южного Каспия // Геология нефти и газа. 1988. № 3. С. 1–5.
15. Али-Заде А.А., Аширмамедов М.А., Хаджинуров Н. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Юго-Западного Туркменистана. Ашхабад: Ылым, 1985. 356 с.
16. Алифан И.Н., Аллахвердиев Р., Аманклычев Б. и др. Нефть Туркменистана / Под ред. В.Т. Лавриненко. Ашхабад: Туркменистан, 1979. 118 с.
17. Аширмамедов М.А., Гельдыев Э., Крылов Н.А. и др. Состояние и перспективные направления подготовки нефтяных и газовых ресурсов в Западной Туркмении: Научно-технический обзор. М.: ВНИИОЭНГ, 1975. 35 с.
18. Аширмамедов М.А., Павлик С.Ф., Гельдыев Э. Перспективы нефтегазоносности Западного Копетдага // Геология нефти и газа. 1978. №12. С. 15–18.
19. Гафаров Н.А., Гулев В.Л., Карнаухов С.М. и др. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности Восточного Устюрта. М.: Недра, 2010. 261 с.
20. Геолого-тектоническая схема Южно-Каспийской впадины и ее обрамления со снятием плиоцен-антропогенных отложений (Туркменский фрагмент): Учебно-наглядное пособие / Под ред. О.А. Одекова, С.П. Вальбе. Ростов н/Дону: Уприздат, 1979. 2 л.
21. Захидов А.У., Нурмамедов Д., Колпаков А.Ф., Сунгуров А.М. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности восточной части Предкопетдагского прогиба. Ашхабад: ТуркменНИИНТИ, 1980. 55 с.
22. Зюбко А.К., Николенко В.А., Скуб А.И. Геологическое строение, история геологического развития и перспектива нефтегазоносности восточной части Западно-Туркменской низменности и прилегающих частей Западного Копет-Дага. Ашхабад: ТГФ, 1970.
23. Николенко В.А. Перспективы нефтегазоносности Западного Копет-Дага. Геология нефти и газа. 1969. № 8.
24. Николенко В.А., Скуб А.И. Перспективы нефтегазоносности Западного Копет-Дага и прилегающих районов Ирана // Тез. докл. научной конференции НИИЗарубежгеологии. М., 1969.
25. Жукоборский Ф.Я. Геология и перспективы нефтегазоносности отложений, подстилающих красноцветную толщу в Прибалханском районе Юго-Западного Туркменистана: Автореф. ... канд. геол.-минерал. наук. М.: ВНИГНИ, 1971. 22 с.
26. Мирзаханов М.К. Тектоника Западно-Туркменской впадины. М.: Недра, 1969.
27. Мирзаханов М.К., Горобцов В.М., Бершадский В.М., Дикая-Фурсова Л.Н. Геологическое строение Западно-Аладагской антиклинали // Геология и полезные ископаемые Туркмении: Сб. тр. Ашхабад: Геолком ТССР, 1964. Вып. 2.
28. Крылов Н.А., Васильев Е.П., Глумаков П.В. Закономерности размещения и поиски залежей нефти и газа в Средней Азии и Казахстане. М.: Наука, 1973. 214 с.
29. Захидов А.У. Глубинное строение и нефтегазоносность Северо-Западной Туркмении. М.: Недра, 1974. 135 с.

30. *Аширмамедов М., Хаджинуров Н., Гайнуллин М.В.* и др. Погребенные грязевые вулканы Западно-Туркменской впадины // Нефть и газ Туркменистана, 1999. № 3.

31. *Грачевский М.М., Кравчук А.С.* Нефтегазоносность рифов Мирового океана. М.: Недра, 1989. 189 с.

32. *Шевченко И.В.* Создание геологической модели слабоизученных месторождений нефти и газа на основе нового подхода к получению геолого-геофизических данных: на примере месторождения Восточный Челекен, Туркмения: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2008. 28 с.

33. *Шевченко И.В., Кириллов С.А., Шустер В.Л.* Новые технические решения при геологическом моделировании месторождений нефти и газа на Восточном Каспии // Нефть и газ юга России, Черного, Азовского и Каспийского морей: Тез. докл. Междунар. конф. Геленджик, 2007. С. 205–207.

34. *Аширмамедов М.А., Хаджинуров Н., Гайнуллин М.В.* и др. К проблеме нефтегазоносности миоценовых отложений Гегерендаг-Экеремской зоны поднятий // Нефть и газ Туркменистана. 1999. № 4.

35. *Гумаров К.С.* О формировании нефтегазосодержащих складок Западно-Туркменской впадины и участии в нем углеводородсодержащих флюидов // Нефть и газ Туркменистана. 2002. № 1.

36. *Ибрагимов А.Б.* Перспективы нефтегазоносности и методика поисков залежей в плиоценовых отложениях Гограндаг-Окаремской зоны поднятий: Автореф. дис. канд. геолого-минерал. наук. М., 1985. 20 с.

The Mesozoic of the South Caspian oil and gas province, Southwestern Turkmenistan – prospects for gas and oil exploration

V.N. Melikhov^{1*}, N.A. Krylov², I.V. Shevchenko^{3**}, V.L. Shuster⁴

1 – Karpinsky Russian Geological Research Institute, St. Petersburg

2 – Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow

3 – Korsarneft OC, Moscow

4 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: *Vladislav_Melikhov@vsegei.ru, **ivshevch@dol.ru

Abstract. Regarding the South Caspian oil and gas province, it is concluded that the Pliocene productivity prevails in the western part of the province, and that the gas and oil prospects of the eastern land side in the Mesozoic are prioritized.

A retrospective analytical review of geological and geophysical data and publications on the Mesozoic of Southwestern Turkmenistan was carried out, which showed the low efficiency of the performed seismic and drilling operations in the exploration and evaluation of very complex Mesozoic objects. A massive resumption of state-of-the-art seismic exploration and appraisal drilling in priority areas and facilities performed by leading Russian companies is proposed. For some areas, a new, increased estimate of the projected gas resources is given.

An example of modern high-efficiency additional exploration of the East Cheleken, a small Pliocene gas and oil field, which turned this field into a large one in terms of reserves, is given.

Keywords: Southwestern Turkmenistan, Mesozoic, play, seismic exploration, drilling, structure, field, oil and gas resources.

Citation: Melikhov V.N., Krylov N.A., Shevchenko I.V., Shuster V.L. The Mesozoic of the South Caspian oil and gas province, Southwestern Turkmenistan – prospects for gas and oil exploration // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 102–133. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art8> (In Russ.).

References

1. Ashirmamedov M. Scientific forecasting of oil and gas prospects of the West Turkmen depression and the adjacent territories: Synopsis of Doctoral thesis. Ashgabat, 1996. 76 p. (In Russ.).
2. Ashirmamedov M.A., Khadzhinurov N., Gainullin M.V. et al. Deep geological structure of Mesozoic deposits of the Pribalkhan uplift zone and their oil and gas prospects // Oil and Gas of Turkmenistan. 1999. No. 4. (In Russ.).
3. Zhukoborsky F.Ya., Sakhibbaev S.D., Amangeldyev S., Amanov G. Oil and gas potential of the Mesozoic of Southwestern Turkmenistan. Ashgabat: TurkmenINTI, 1977. 42 p. (In Russ.).
4. Kravchenko K.N., Didura V.I., Dorodnov V.A., Krasnova G.M. Regional structure and oil and gas prospects of Neocomian–Upper Jurassic deposits of Southwestern Turkmenistan // Oil and Gas of Turkmenistan. 1998. No. 1. (In Russ.).
5. Krylov N.A., Tumarev K.K., Ashirmamedov M. Mesozoic sediments of the West Turkmen depression – the reserve for increasing the commercial oil and gas resources // Geologiya Nefti i Gaza. 1973. No. 8. (In Russ.).

6. *Kudelsky A.V., Bartashevich O.V.* On the oil and gas prospects of the Western Kopet Dag // *Izv. AN Turkm. SSR. Ser. Phys.-Eng., Chem. and Geol. Sci.* 1964. No. 3. (In Russ.).
7. *Kudelsky A.V., Kalugin V.P.* Geological structure and hydrogeological conditions of the Western Kopet Dag in relation to its oil and gas prospects // *Geology and minerals of Turkmenistan: UG TSSR Transactions.* Iss. 5. Ashgabat: Ylym, 1968. (In Russ.).
8. *Mamiesenov N.M., Silich A.M., Khazhinurov N.Kh., Minaeva R.T.* The results of regional works in Southwestern Turkmenistan and their objectives for 1991–1995 // *Regional studies and new directions of oil and gas prospecting: Collected papers.* Moscow: IGIRGI, 1992. (In Russ.).
9. *Melikhov V.N.* Geology and oil and gas potential of the Karakum province. Evaluation of oil and gas prospective zones, direction of exploration in the platform part of Turkmenistan. St. Petersburg: St. Petersburg Polytechnic University, 2017. 286 p. (In Russ.).
10. *Orel V.E., Novikov A.A., Orudzheva D.S.* et al. Strategy of geological exploration for oil and gas in Southwestern Turkmenistan // *Geologiya Nefti i Gaza.* 1987. No. 12. (In Russ.).
11. *Shein V.S., Kunitskaya T.N., Kravchenko K.N.* et al. Mesozoic prospective oil and gas bearing complex of the Kopet Dag and the adjacent territories // *Geology and geodynamics of oil and gas bearing territories of the South of the USSR: VNIGNI Transactions.* Iss. 255. Moscow: Nedra, 1986. (In Russ.).
12. *Ali-Zade A.A., Akhmedov G.A., Zeynalov M.M.* et al. Mesozoic sediments of Azerbaijan and their oil and gas prospects. Moscow: Nedra, 1972. 215 p. (In Russ.).
13. *Glumov I.F., Malovitsky Ya.P., Novikov A.A., Senin B.V.* Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea. Moscow: Nedra, 2004. 342 p. (In Russ.).
14. *Aliiev A.I.* Results and prospects of exploration on the Turkmen shelf of the Southern Pre-Caspian // *Geologiya Nefti i Gaza.* 1988. No. 3. P. 1–5. (In Russ.).
15. *Ali-Zade A.A., Ashirmamedov M.A., Khadzhinurov N.* et al. Geology of oil and gas fields of Southwestern Turkmenistan. Ashgabat: Ylym, 1985. 356 p. (In Russ.).
16. *Alifan I.N., Allakhverdiev R., Amanklychev B.* et al. Oil of Turkmenistan / Ed. by V.T. Lavrinenko. Ashkhabad: Turkmenistan, 1979. 118 p. (In Russ.).
17. *Ashirmamedov M.A., Geldyev E., Krylov N.A.* et al. State and perspective directions of oil and gas treatment in Western Turkmenistan: Scientific and technical review. Moscow: VNIIOENG, 1975. 35 p. (In Russ.).
18. *Ashirmamedov M.A., Pavlik S.F., Geldyev E.* Oil and gas prospects of the Western Kopet Dag // *Geologiya Nefti i Gaza.* 1978. No. 12. P. 15–18. (In Russ.).
19. *Gafarov N.A., Gulev V.L., Karnaukhov S.M.* et al. A new look at oil and gas prospects of the Eastern Ustyurt. Moscow: Nedra, 2010. 261 p. (In Russ.).
20. Geological and tectonic scheme of the South Caspian depression and its frame with the survey of Pliocene–Anthropogenic deposits (the Turkmen fragment): Illustrated handbook / Ed. by O.A. Odekov, S.P. Valbe. Rostov-on-Don: Uprizdat, 1979. 2 lv. (In Russ.).
21. *Zakhidov A.U., Nurmamedov D., Kolpakov A.F., Sungurov A.M.* Depth structure and oil and gas prospects of the eastern part of the Cis-Kopet Dag trough. Ashgabat: TurkmenNIINTI, 1980. 55 p. (In Russ.).
22. *Zyubko A.K., Nikolenko V.A., Skub A.I.* Geological structure, geological evolution and oil and gas prospects of the eastern part of the West Turkmen plain and the adjoining parts of the Western Kopet Dag. Ashgabat: TGF, 1970. (In Russ.).

23. *Nikolenko V.A.* Oil and gas prospects of the Western Kopet Dag // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1969. No. 8. (In Russ.).
24. *Nikolenko V.A., Skub A.I.* Oil and gas prospects of the Western Kopet Dag and the adjacent areas of Iran // *NIIZarubezhgeologiya Scientific Conference: Collected abstracts*. Moscow, 1969. (In Russ.).
25. *Zhukoborsky F.Ya.* Geology and oil and gas prospects of the sediments underlying the red stratum in the Pre-Balkhan region of Southwestern Turkmenistan: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 1971. 22 p. (In Russ.).
26. *Mirzakhanov M.K.* Tectonics of the West Turkmen depression. Moscow: Nedra, 1969. (In Russ.).
27. *Mirzakhanov M.K., Gorobtsov V.M., Bershadsky V.M., Dikaya-Fursova L.N.* Geological structure of the Western Aladag anticline // *Geology and mineral resources of Turkmenistan: Collected papers*. Ashgabat: Geological Commission of the TSSR, 1964. Iss. 2. (In Russ.).
28. *Krylov N.A., Vasiliev E.P., Glumakov P.V.* Placement patterns and prospecting for oil and gas deposits in Central Asia and Kazakhstan. Moscow: Nauka, 1973. 214 p. (In Russ.).
29. *Zakhidov A.U.* The deep structure and oil and gas potential of Northwestern Turkmenistan. Moscow: Nedra, 1974. 135 p. (In Russ.).
30. *Ashirmamedov M., Khadzhinurov N., Gainullin M.V.* et al. Submerged mud volcanoes of the West Turkmen depression // *Oil and Gas of Turkmenistan*. 1999. No. 3 (In Russ.).
31. *Grachevsky M.M., Kravchuk A.S.* Oil and gas potential of the reefs of the World Ocean. Moscow: Nedra, 1989. 189 p. (In Russ.).
32. *Shevchenko I.V.* Producing a geological model of poorly explored oil and gas fields through a new approach to obtaining geological and geophysical data: the case of the East Cheleken field, Turkmenistan: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 2008. 28 p. (In Russ.).
33. *Shevchenko I.V., Kirillov S.A., Shuster V.L.* New technical solutions for geological modelling of oil and gas fields in the Eastern Caspian // *Oil and Gas of the South of Russia and of the Black, Azov and Caspian Seas: Abstracts of the International Conference*. Gelendzhik, 2007. P. 205–207. (In Russ.).
34. *Ashirmamedov M.A., Khadzhinurov N., Gainullin M.V.* et al. On the issue of oil and gas potential of Miocene deposits of the Gegerendag-Ekerem uplift zone // *Oil and Gas of Turkmenistan*. 1999. No. 4. (In Russ.).
35. *Gumarov K.S.* On the formation of oil and gas bearing folds of the West Turkmen depression and the participation of hydrocarbon-bearing fluids in it // *Oil and Gas of Turkmenistan*. 2002. No. 1. (In Russ.).
36. *Ibragimov A.B.* Oil and gas prospects and methods of searching for deposits in Pliocene sediments of the Gograndag-Okarem uplift zone: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 1985. 20 p. (In Russ.).