DOI: https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.1-22
EDN QEEDMN
УДК 551.24+553.98(575.1):551.763

Структурно-тектонические особенности и перспективы нефтегазоносности меловых отложений Бухаро-Хивинского региона

[1]Абдуллаев Г.С., [2]Шоймуротов Т.Х., [3]Хакимзянов И.Н.,
[2]Юсупходжаев С.С., [2]Ходжиев А.Ж., [2]Омонбоев З.О.
[1]ИП ООО «PETROMARUZ UZBEKISTAN», Ташкент, Узбекистан
[2]ГУ «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» Министерства горнодобывающей промышленности и геологии, Ташкент, Узбекистан
[3]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

Structural and tectonic features and oil and gas potential of the Cretaceous deposits of the Bukhara-Khiva region

[1]G.S. Abdullaev, [2]T.Kh. Shoimurotov, [3]I.N. Khakimzyanov,
[2]S.S. Yusupkhodzhaev, [2]A.Zh. Khodzhiev, [2]Z.O. Omonboev
[1]PETROMARUZ UZBEKISTAN LLC, Tashkent, Uzbekistan
[2]State Institution «Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields» of the Ministry of Mining and Geology, Tashkent, Uzbekistan
[3]TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Almetievsk, Russia

E-mail: shoymurotov.tuychi@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены геологические предпосылки нефтегазоносности меловых отложений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона (БХНГР) — одного из перспективных и в то же время малоизученных нефтегазоносных регионов. В связи с этим возникла необходимость пересмотра перспектив нефтегазоносности меловых отложений. Актуальность работы заключается в детальном изучении геологического строения меловых отложений исследуемой территории, повторном анализе недостаточно изученных площадей и выявлении новых залежей углеводородов (УВ) путем

© Абдуллаев Г.С., Шоймуротов Т.Х., Хакимзянов И.Н., Юсупходжаев С.С., Ходжиев А.Ж., Омонбоев З.О., 2026

уточнения пропущенных продуктивных горизонтов. Цель исследования – выявление особенностей геологического строения и оценка потенциала нефтегазоносности меловых отложений БХНГР. Методически исследования проводились путем анализа и обобщения результатов ранее выполненных геолого-геофизических и буровых работ.

Ключевые слова: *Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион, площадь, структура, мел, отложения, горизонт, формация, миграция, углеводород, залежь, потенциал*

Для цитирования: Абдуллаев Г.С., Шоймуротов Т.Х., Хакимзянов И.Н., Юсупходжаев С.С., Ходжиев А.Ж., Омонбоев З.О. Структурно-тектонические особенности и перспективы нефтегазоносности меловых отложений Бухаро-Хивинского региона // Нефтяная провинция.-2026.-№3(47).-С. 1-22. - DOI https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.1-22. - EDN QEEDMN

Abstract. The article examines the geological prerequisites for the oil and gas potential of the Cretaceous deposits of the Bukhara-Khiva oil and gas region (BKhOGR), one of the most promising and, at the same time, poorly studied regions. This necessitated a reconsideration of the oil and gas potential of the Cretaceous deposits. The relevance of this work lies in a detailed study of the geological structure of the Cretaceous deposits in the study area, a reanalysis of understudied areas, and the identification of new hydrocarbon deposits by refining previously overlooked productive horizons. The objective of the study was to identify the geological features and assess the oil and gas potential of the Cretaceous deposits of the BKhNGR. The research was conducted by analyzing and summarizing the results of previously completed geological, geophysical, and drilling work.

Key words: *Bukhara-Khiva oil and gas region, area, structure, chalk, sediments, horizon, formation, migration, hydrocarbon, deposit, potential*

For citation: G.S. Abdullaev, T.Kh. Shoimurotov, I.N. Khakimzyanov, S.S. Yusupkhodzhaev, A.Zh. Khodzhiev, Z.O. Omonboev Strukturno-tektonicheskiye osobennosti i perspektivy neftegazonosnosti melovykh otlozheniy Bukharo-Khivinskogo regiona [Structural and tectonic features and oil and gas potential of the Cretaceous deposits of the Bukhara-Khiva region]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(47), 2026. pp. 1-22. DOI https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.1-22. EDN QEEDMN (in Russian)

Введение. Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион является составной частью Амударьинской синеклизы и располагается между Южно-Кызылкумским и Амуд. Выделяются Бухарская и Чарджоуская тектонические ступени, граница между ними проводится по Бухарскому (Учбаш-Каршинская флексурно-разрывная зона) параградному разлому. Благодаря мелким разломом Бухарская и Чарджоуская ступени разбиты на ряд горстообразных и грабенообразных блоков северо-восточного простирания [1].

Меловые отложения БХНГР хорошо изучены только в северных районах, т.е. в пределах Бухарской тектонической ступени. В южных районах, находящихся в пределах Чарджоуской тектонической ступени, меловые отложения пока еще не изучены целенаправленными поисковыми работами. Объясняется это изменениями, произошедшими в 60-х годах прошлого столетия, когда в БХНГР основное направление ГРР изменилось с мелового на юрское. После открытия крупного Уртабулакского месторождения в юрских отложениях, соотношение целенаправленно выделяемых объемов поисковых работ резко изменилось в пользу этих отложений.

Меловые отложения Чарджоуской ступени как бы отошли на второй план и постепенно вышли из-под поля зрения нефтегазоразведчиков.

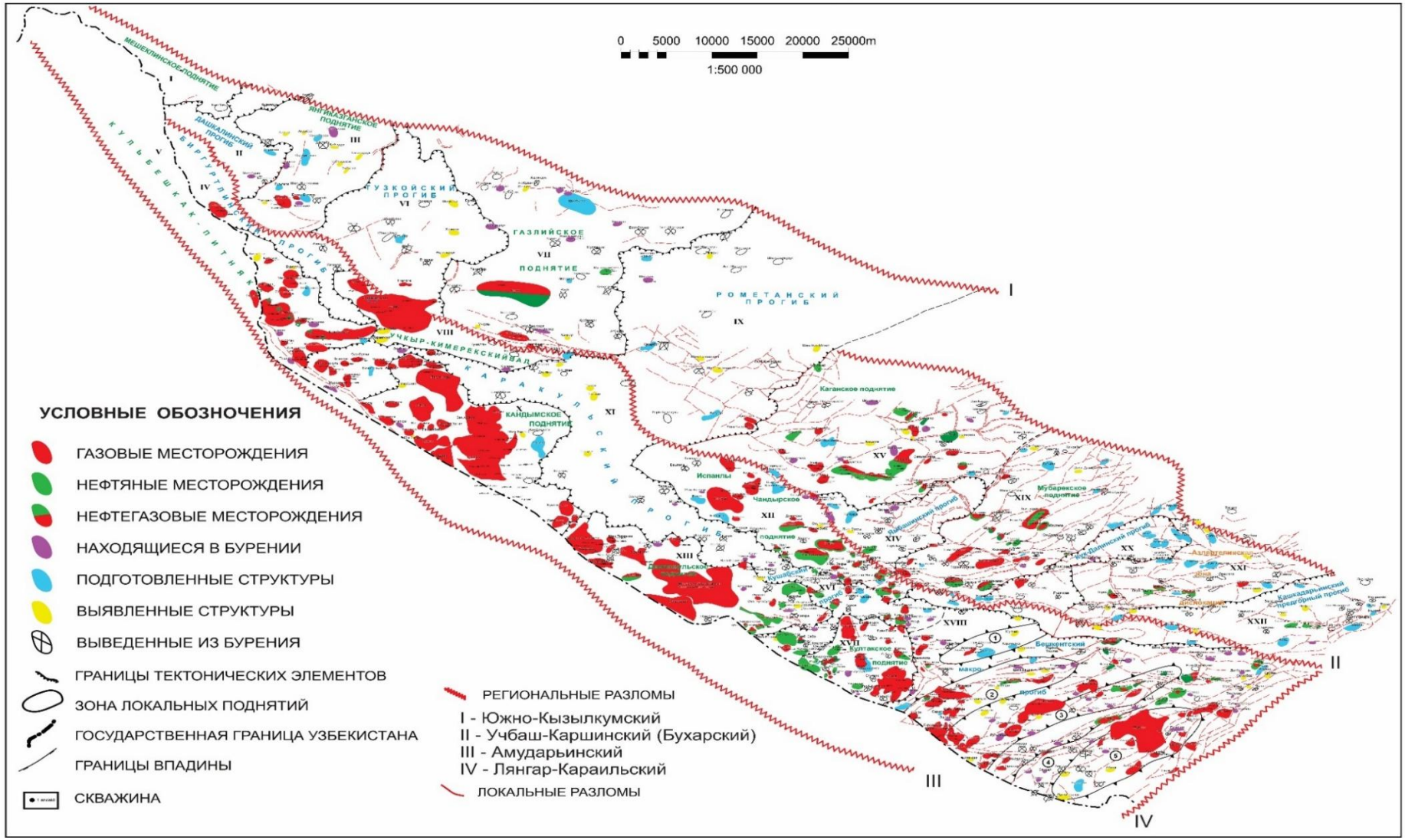

Рис. 1. Схематическая тектоническая карта Бухаро-Хивинского региона с размещением месторождений нефти и газа и перспективных площадей

Не стали также проводиться сейсморазведочные работы по подготовке структур по меловым отложениям.

Между тем меловые отложения Чарджоуской ступени в геологическом отношении ничем не отличаются от аналогичных отложений Туркменистана, где в них выявлены крупные и даже уникальные по запасам бессернистого газа месторождения (Шатлык, Даулетабад-Донмез и др.). Поэтому меловые отложения исследуемой территории нужно рассматривать как важный объект дальнейших поисковых работ на нефть и газ.

Результаты исследования. Мезозойские отложения БХНГР представляют собой сложный комплекс осадочных образований, сформировавшихся в платформенных условиях и на всей территории широко развиты юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые, четвертичные и местами пермо-триасовые отложения, составляющие осадочный чехол. Общая мощность осадочного чехла колеблется от 2000 до 5000 м и выше.

Особенности строения меловых отложений подробно охарактеризованы во многих тематических отчетах и публикациях А.М. Акрамходжеева, А.Г. Бабаева, И.В. Кушнирова, М.Э. Эгамбердыева, Х.Х. Авазходжаева, Б.Б. Ситдикова, Б.С. Хикматуллаева, Т.Х. Шоймуротова и многих других исследователей. Литологически разрез меловых отложений расчленяется на две крупные формации – нижнюю (терригенно-красноцветную) и верхнюю (терригенно-глауконитовую) [2].

Терригенно-красноцветная формация представлена мощной толщей песчано-алеврито-глинистых образований преимущественно континентального генезиса, соответствующих по возрасту неокомскому и аптскому ярусам. На подстилающих отложениях они залегают с размывом. Интересно, что в основании данной формации почти всегда располагается глинистая пачка мощностью 15-20 м, которая выполняет роль флюидоупора. Общая мощность терригенно-красноцветной формации колеблется от 200-250 до 400 м.

В целом в ее разрезе можно выделить четыре пачки и два нефтегазоносных горизонта (XIV и XIII).

Вышележащая терригенно-глауконитовая формация мелового разреза объединяет отложения от альба до сенона включительно и соответствует этапу прогрессивного разрастания зоны морского осадконакопления. Породы данной формации представлены главным образом песками, алевритами, глинами, ракушечниками и в гораздо меньшей мере известняками и конгломератами. Характерной особенностью данной формации является обогащенность песков, песчаников и алевролитов глауконитом. Специальными литологическими и битуминологическими исследованиями [3, 4] альбские и нижнетуронские отложения выделены в качестве нефтегазоматеринских. В основании формации повсюду прослеживаются серые и зеленовато-серые глауконитовые песчаники, содержащие иногда прослои мелкогалечных конгломератов и пачку серых, местами почти черных глин. Эта песчаная пачка выделяется как XII продуктивный горизонт, с отложениями которого связаны крупные газопроявления в Газли, а также залежи газа на структурах Каганского и Мубарекского районов. В кровле альбских отложений прослеживается вторая песчаная пачка, содержащая также прослои известняков-ракушечников и серых глин. Это XI горизонт, также содержащий на многих площадях промышленные залежи газа.

По данным А.Г. Бабаева [5], сеноманская часть разреза сложена глауконитовыми песчаниками и глинами, многократно чередующимися между собой. На некоторых площадях, кроме того, различаются прослои известняков и известняков-ракушечников. На большинстве площадей основная масса песчаников и песков сосредоточена в двух пачках: в подошве это пачка выделяется как X горизонт и в верхней его части – IX горизонт. Выше IX горизонта располагается глинисто-песчаная пачка, охватывающая по возрасту отложения турона и большую часть сенона. В ней имеются прослои песков, песчаников (VIII и VII горизонты), ракушечников, мергелей и

известняков. Практически для песчаных пород всего разреза данной формации показательна обобщенность глауконитом, для глинистых пород – сульфидными соединениями железа.

Общая мощность терригенно-глауконитовой формации достигает 1200-1500 м, а всего мелового комплекса – 1400-1800 м.

Таким образом, в разрезе меловых отложений БХНГР установлены восемь проницаемых продуктивных горизонтов, разобщенных друг от друга пластами непроницаемых глинистых пород. Самый верхний из них VII горизонт выявлен в отложениях сенона, нижележащий VIII горизонт – в туроне, IX и X – в сеномане, XI – в альбе, XII – в апте и XIII и XIV горизонты – в отложениях неокома. Значит, по четыре горизонта в каждом отделе меловой системы. Литологически все эти горизонты представлены преимущественно песчаниками разной окраски и разной зернистости. Другие типы пород имеют подчиненное значение.

Может возникнуть вопрос: все ли вышеописанные 8 горизонтов одинаково распространены на всей территории БХНГР и имеются ли они в разрезе меловых отложений Чарджоуской ступени? Ответ на этот вопрос будет положительным. В меловых отложениях как Бухарской, так и Чарджоуской ступеней наблюдаются 8 продуктивных горизонтов (с VII по XIV) с небольшими отличиями литологического характера. Известно, что между Чарджоуской и Бухарской ступенями проходит Бухарский параградный разлом. Он был зоной активных тектонических движений в юрское и новейшее время, а в меловое время оставался спокойным. Поэтому вдоль этого разлома сейчас наблюдается резкий перепад мощностей только юрских и неоген-четвертичных отложений, а меловые отложения по обе стороны разлома характеризуются близкими мощностями и литолого-стратиграфическими особенностями. Скачкообразных изменений их мощностей не наблюдается. Например, на месторождениях Учкыр и Ташкудук, расположенных в разных блоках Бухарского разлома (Учбаш-Каршинская флексурно-разрывная

зона). Мощности меловых отложений почти одинаковые, т.е. примерно 1400-1500 м. Также одинаково размещены в разрезе указанных месторождений продуктивные горизонты.

Какие же результаты получены при изучении нефтегазоносности меловых отложений БХНГР глубоким бурением?

Глубокое бурение с целью открытия месторождений нефти и газа в меловых отложениях исследуемой территории проводилось на 131 площади. Месторождения были открыты только на 26 площадях (Табл. 1). На других 105 площадях залежей нефти и газа не обнаружено. Значит, коэффициент успешности поисковых работ был равен 0,2, т.е. из пяти введенных в бурение площадей только на одной площади открывалось месторождение.

Таблица 1

Месторождения нефти и газа, приуроченные к меловым отложениям Бухаро-Хивинского региона

№ п/п	Месторождение	Тип месторождения	Год открытия	№ п/п	Месторождение	Тип месторождения	Год открытия
Бухарская ступень							
1	Сеталантепе	Г	1956	13	Янгиказган	ГК	1963
2	Ташкудук	Г	1956	14	Вос.Ташли	ГН	1963
3	Газли	ГНК	1956	15	Сарыча	ГН	1967
4	Джаркак	ГН	1957	16	Зап.Юлдузкак	ГН	1967
5	Караулбазар-Сарыташ	ГН	1957	17	Юго-запад. Юлдузкак	ГН	1968
6	Акджар	НГК	1958	18	Увада	Г	1969
7	Юж.Мубарек	ГК	1958	19	Зап.Ташли	Н	1970
8	Карабаир	ГН	1959	20	Куюмазар	Н	1970
9	Юлдузкак	НГК	1960	21	Чембар	ГК	1970
10	Шурчи	ГН	1960	22	Яккасарай	Н	1983
11	Каратай	НГК	1961	23	Муллахол	Н	1994
12	Шуртепе	НГК	1961				
Чарджоуская ступень							
24	Учкыр	ГК	1960	26	Алат-Кувачи	ГК	2015
25	Гарби	ГК	1990				

Примечание. Тип месторождений:Г – газовое, Н – нефтяное, ГН – газонефтяное, НГК – нефтегазоконденсатное, ГНГ – газонефтеконденсатное, ГК – газоконденсатное.

Анализ причин низкой успешности поисковых работ показывает, что получение отрицательных результатов связано, во-первых, с неподтверждением подготовленной к бурению структуры, во-вторых, с отсутствием в структуре промышленных скоплений УВ и, наконец, в-третьих, с отсутствием коллекторов.

На ряде площадей бурение не дало однозначных результатов о наличии или отсутствии промышленных скоплений УВ, и поэтому на таких площадях Б.Б. Ситдиковом и др. (2012) рекомендовано продолжение поисковых работ. Это следующие площади: Андабазарская, Западный Майманакская, Карактайская, Муллакуватская, Чимская, Таллийская, Азлярtепе [6].

На открытых 26 месторождениях БХНГР всего подготовлено 642 млн.т условного топлива, в том числе 600 млрд.м^3 газа, 38 млн.т нефти и 4 млн.т конденсата. В общих промышленных запасах УВ региона доля меловых отложений составляет 19 %, а юрских 81 %.

Из общего числа открытых в меловых отложениях месторождений 23 введены в разработку и на 01.01.2026 года из них добыто 513 млрд.м^3 газа, 5,5 млн.т нефти и 4 млн.т конденсата. В условных тоннах это составляет 43 % от общей добычи по БХНГР. В настоящее время ежегодная добыча из меловых отложений составляет всего 0,7 % от общей ежегодной добычи. В разработке находятся месторождения Газли, Янгиказган, Ташлы, Акджар, Карактай, Учкыр, Кувачи-Алат и др.

Приведенные статистические данные как будто говорят, что в БХНГР главным нефтегазоносным комплексом являются только юрские отложения, в которых выявлено более 80 % общих запасов УВ. Однако, по нашему мнению, с таким выводом не следует торопиться. Известно, что в сопредельных территориях Туркмении соотношение запасов в юрских и меловых отложениях прямо противоположно наблюдаемому в Западном Узбекистане. Получается, что в разных частях единого Амударьинского бассейна роль глав-

ного нефтегазоносного объекта играют разные стратиграфические комплексы: в узбекской части – юрские, а в соседней туркменской – меловые. Вряд ли в природе такое возможно. Не лучше ли объяснять этот факт разной степенью изученности указанных комплексов в разных частях нефтегазоносного бассейна? Это предположение мы считаем более верным. И полагаем, что в дальнейшем, при достижении одинаковой степени изученности обоих стратиграфических комплексов на всей территории Амударьинского нефтегазоносного бассейна, соотношение запасов в них может измениться, и в конечном счете оба этих комплекса не будут уступать друг другу по своему значению для отрасли. В подтверждение этого вывода приведем следующий факт.

Из 26-ти выявленных в меловых отложениях БХНГР месторождений на 13-ти месторождениях залежи нефти и газа выявлены в обоих стратиграфических комплексах (Табл. 2).

Таблица 2

Месторождения нефти и газа, связанные с юрскими и меловыми отложениями Бухаро-Хивинского региона

№	Месторождения	В меловых отложениях				В юрских отложениях			
		Газ млн.м^3	Нефть тыс.т	Конд. тыс.т	Усл.топ. тыс.т	Газ млн.м^3	Нефть тыс.т	Конд. тыс.т	Усл.топ. тыс.т
Бухарская тектоническая ступень									
1	Сеталантепе	409	-	-	409	78	-	-	78
2	Джаркак	7 655	491	-	8 146	118	265	-	383
3	Караулбазар-Сарыташ	1 124	435	-	1 559	3 904	243	-	4 147
4	Акджар	1 844	-	-	1 844	74	-	-	74
5	Южный Мубарек	23 369	-	1 801	25 170	4 114	-	224	4 338
6	Шурчи	1 737	-	-	1 737	255	-	-	255
7	Юлдузкак	281	-	-	281	371	-	-	371
8	Янгиказган	6 421	-	107	6 528	1 988	-	23	2 011
9	Западный Юлдузкак	20	166	-	186	5	30	-	35
10	Восточный Ташлы	-	5 324	-	5 324	764	463	-	1 227
11	Западный Ташлы	-	3 178	-	3 178	-	1 492	-	1 492
Чарджоуская тектоническая ступень									

12	Учкыр	28 153	-	527	28 680	16 294	-	497	16 791
13	Кувачи-Алат	286	-	5	291	2 176	-	42	2 218
Всего запасов:		71 299	9 594	2 440	**83 333**	30 141	2 493	786	**33 420**

В меловых отложениях этих месторождений общие запасы УВ в виде условного топлива значительно превышают запасы в юрских отложениях и составляют соответственно 83333 и 33420 тысяч тонн условного топлива. При этом запасы газа превышают более чем в два раза (соответственно 71,3 и 30,1 млрд.м^3), а запасы нефти с конденсатом превышают почти в 4 раза (соответственно 12,0 и 3,3 млн.т). Такое же соотношение наблюдается и на 10-ти месторождениях Туркменистана, на которых залежи выявлены в обоих стратиграфических комплексах (Наип, Южный Наип, Ачак, Северный Ачак, Малай, Сейраб, Учаджи, Восточный Учадчи, Бешкызыл и Гугуртли). На этих месторождениях общие балансовые запасы газа составили: в меловых отложениях – 663 млрд.м^3, а в юрских почти в четыре раза меньше – 147 млрд.м^3.

Все вышеизложенное о соотношении запасов в меловых и юрских отложениях дает нам основание для предположения о том, что в исследуемой территории при целенаправленном опоисковании меловых ловушек, расположенных над залежами в юрских отложениях, в них будут выявлены промышленные запасы УВ, близкие по своему объему к запасам в юрских отложениях или даже превышающие их. А такие ловушки имеются на территории Чарджоуской ступени. Например, на площадях Кандым, Уртабулак, Умид, Зеварды, Култак, Камаши, Бешкент, Шуртан, Северный Нишан, Вос. Бузахур и др.

Известно, что во всех нефтегазоносных регионах тектонический фактор играет важную роль в размещении залежей нефти и газа. В БХНГР в этом отношении месторождения в меловых отложениях распределены неравномерно. На Бухарской тектонической ступени выявлено 23 месторож-

дения, а на Чарджоуской – всего 3 месторождения. Хотя более четкая и бесспорная закономерность проявляется в контроле меловых залежей структурами второго и третьего порядка. В пределах рассматриваемой территории широко развиты линейно вытянутые валообразные поднятия. Они контролируют зоны нефтегазонакопления, а расположенные в их пределах локальные поднятия играют роль конкретных ловушек нефти и газа. Так, на Бухарской ступени роль контролирующих структур второго порядка играют Янгиказганское, Газлийское, Каганское, Мубарекское, Азлыртепинское линейные поднятия, а расположенные в их пределах многочисленные антиклинальные структуры являются ловушками для месторождений нефти и газа.

Что касается Чарджоуской ступени, то пока мало данных для однозначных выводов, потому что там открыто всего лишь три месторождения. Но и здесь, также как и на Бухарской ступени, имеются линейно вытянутые структуры второго порядка, а в их пределах – локальные антиклинальные поднятия. Таковы, например, Кульбешкак-Ходжиказганское, Денгизкульское, Испанлы-Чандырское, Зевардинское, Камаши-Бешкентское, Аляудинское и другие линейно вытянутые валообразные поднятия, объединяющие локальные структуры Ходжиказган, Даяхатын, Кульбешкак, Учкыр, Денгизкуль, Уртабулак, Зеварды, Чандыр, Зекры, Бешкент, Камаши, Аляуды, Шуртан и др.

Интересная закономерность наблюдается в продуктивности локальных поднятий в зависимости от возраста их формирования. Эту закономерность можно использовать для прогноза месторождений с крупными запасами нефти и газа. Оказывается, при наличии в меловых отложениях разновозрастных структур, более 90 % выявленных запасов сосредоточено в трех структурах (Газли, Учкыр и Южный Мубарек), формирование которых происходило в новейшее время. Особенно интенсивно – в плиоцен-четвертичное время [1, 7]. Этот факт однозначно свидетельствует о том, что в БХНГР

миграция УВ и формирование месторождений в меловых отложениях не прекращались в неогене и в послеэоценовое время.

Повсеместно в пределах исследуемой территории наблюдается зависимость продуктивности структур в меловых отложениях от их расположения относительно месторождений в юрских отложениях. Если структура в меловых отложениях расположена непосредственно над месторождением в юрских отложениях, то она продуктивна. Например, Учкыр и Алат на Чарджоуской ступени, Янгиказган, Южный Мубарек, Ташлынская группа структур и др. на Бухарской ступени. К сожалению, в БХНГР не над всеми юрскими месторождениями в меловых отложениях имеются положительные структуры (например, над месторождениями Умид, Северный Уртабулак, Северный Гузар и др.). Но над многими юрскими месторождениями такие структуры имеются (Кандым, Уртабулак, Зеварды, Култак, Шуртан, Бешкент и др.), однако они не изучены в достаточной степени целенаправленными поисковыми работами.

В размещении залежей нефти и газа в отдельных стратиграфических горизонтах мела не наблюдается строгой закономерности. Залежи выявлены во всех горизонтах – от VII до XIV включительно. Но почему-то больше половины общих промышленных запасов газа в БХНГР размещено в верхнемеловых отложениях одного месторождения (Газли).

Степень заполненности структур УВ колеблется в широким пределах – от 0,4 до 1,0. Наибольшие значения этого показателя наблюдаются в тех структурах, которые образованы в новейшее время и расположены в непосредственной близости от разлома, но свод их не тронут разломом (например, пл. Газли, Учкыр). И, наоборот, в структурах древнего заложения и с нарушенными разломами сводами степень заполненности УВ самая низкая (пл. Ташкудук).

Корреляционная схема меловых отложений по линии структур Пролетарабад-Шорчашма-Караиз-Карнабчул (Бухарская ступень), построенная по

VIII-XIV промысловым горизонтам отражает стратиграфическую выдержанность пластов и изменения их мощностей, а также строение блоковой тектоники (Рис. 2). Разломы в отдельных участках контролируют морфологию фундамента и структурное положение горизонтов, создавая предпосылки формирования и скопления залежей УВ в виде тектонически экранированных и комбинированных ловушек.

На профилях выделены перспективные локальные поднятия, не охваченные бурением, где сочетание сводовой морфологии и фланговых разломных ограничений позволяют рассматривать их как объекты подлежащие доизучению для их переоценки.

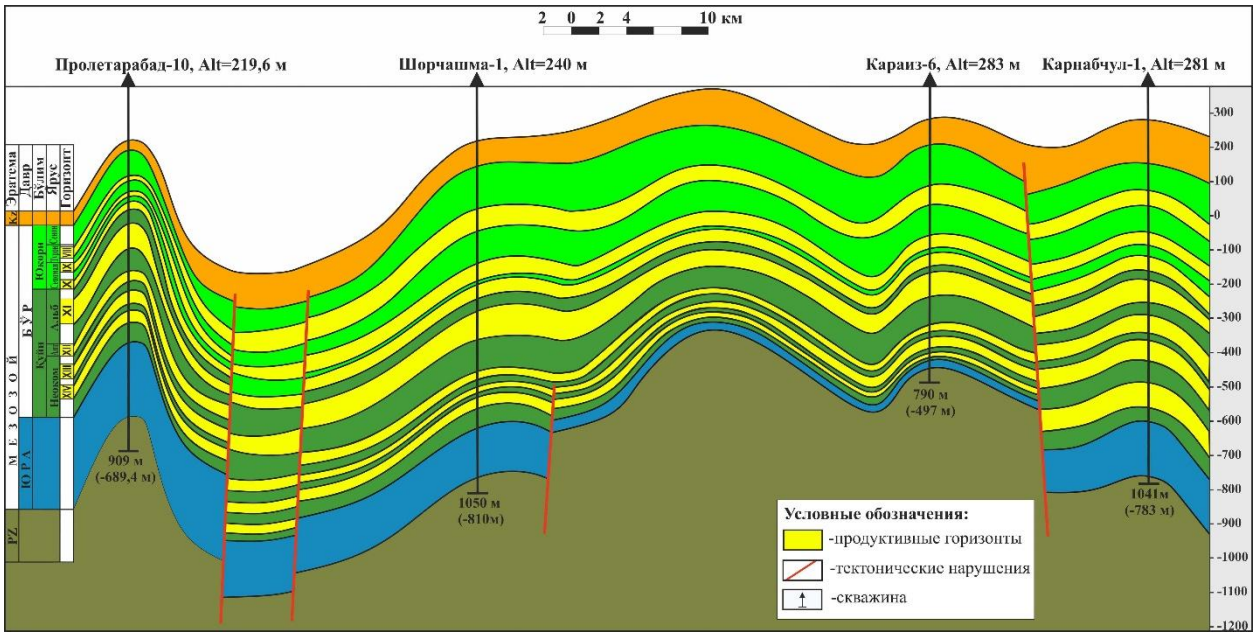

Рис. 2. Геологический профиль по линии площадей Пролетарабад-Шорчашма-Карайз-Карнабчуль (по материалам М.С. Махмудовой, 2026 г.)

Для изучения нефтегазопродуктивности меловых отложений Чарджоуской ступени также был выбран ряд структур Денгизкульского (Уртабулак, Султошох, Сардоб) и Культакского (Чистон, Зеварды) поднятий. В процессе анализа и обобщения результатов ранее проведенных ГРР по изучению нижнемеловых отложений вышеупомянутых площадей был выявлен ряд пропущенных перспективных горизонтов в разрезе неокома, апта и альба (Рис. 3).

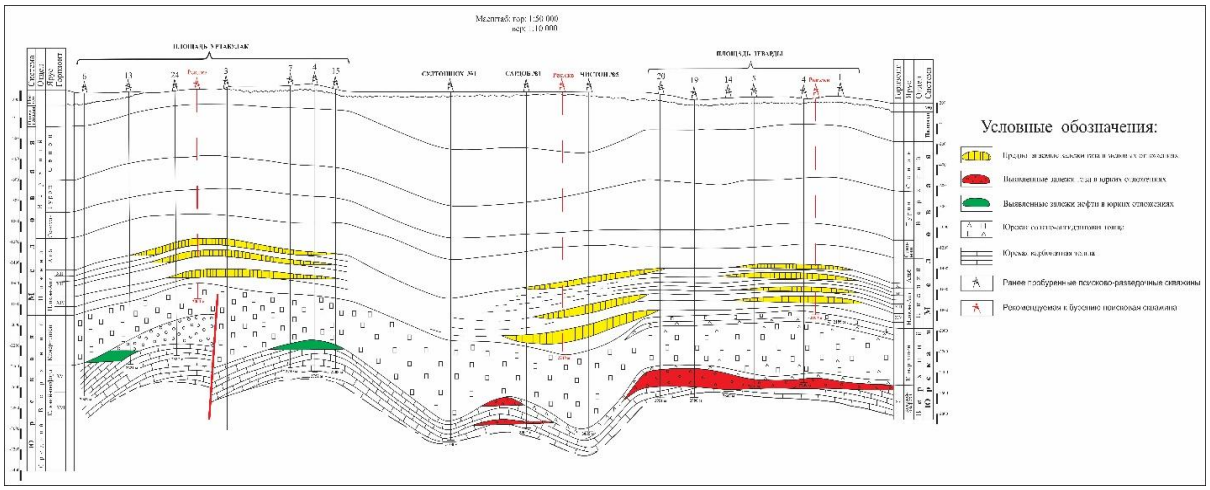

Рис. 3. Геологический профиль по линии структур Уртабулак-Султошох-Сардоб-Чистон-Зеварды

Например, на месторождении Уртабулак пробурено 30 глубоких поисково-разведочных скважин, при этом все эти скважины вскрыли полные разрезы меловых отложений. Однако эти отложения не были испытаны должным образом. Только в одной скважине (скв. №1) были испытаны XI, XII и XIII горизонты. При этом из XI и XII горизонтов были получены притоки воды, а из XII горизонта – притоки воды с пленками нефти.

Наиболее перспективный XIV горизонт нижнего мела не был испытан. Такие же ситуации отмечаются на площадях Чистон и Зеварды, хотя в соседних Кулбешкакском (пл. Учкыр, Гарби) и Кандымском (пл. Кувачи-Алат) поднятиях выявлены промышленные залежи газоконденсата.

С целью подтверждения вышеприведенных выводов в работе были рассмотрены гидродинамические факторы продуктивности меловых отложений исследуемой территории. По результатам гидродинамического анализа с учетом вновь накопленных данных по пьезометрии нижнемелового водонапорного комплекса БХНГР установлена гидродинамическая обстановка на данной территории, в том числе локальное и основное направление движения подземных вод, изменение градиентов пластовой фильтрации, гидроизопьезы замкнутой и незамкнутой формы и т. п. (Рис. 4).

Распределение энергии потенциометрической поверхности пластовых вод мелового водонапорного комплекса исследуемой территории указывает на то, что основное направление движения подземного потока пластовых вод, следовательно, и других флюидов в целом, ориентировано с юго-востока на северо-запад, за исключением некоторых локальных площадей, расположенных внутри региона, на которых отмечаются замкнутые положительные и отрицательные пьезометрические аномалии [8].

Примером последних могут служить площади Каганского, Денгизкульского поднятий и Бешкентского прогиба, где выявлены локальные участки с низкой и высокой энергиями потока и изменениями в направлении течения подземного потока на фоне общей гидродинамической картины.

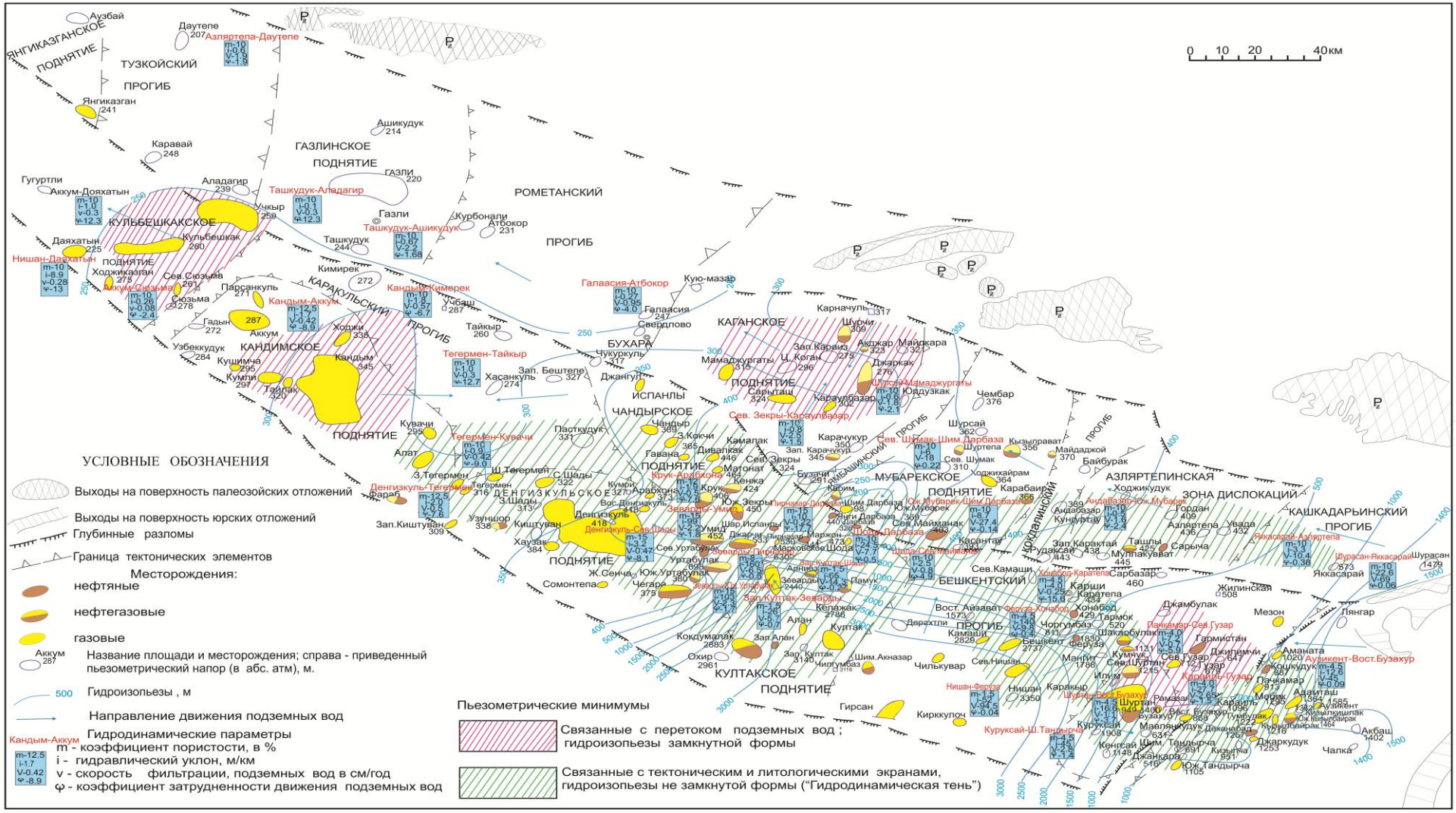

Рис. 5. Схематическая гидродинамическая (гидроизопьез) карта нижнемеловых отложений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона

Максимальные величины приведенных пьезометрических напоров в нижнемеловых отложениях БХНГР установлены на площадях, наименее удаленных от горного обрамления Юго-Западного Гиссара: Шурасан – 1479 м, Аманата – 1020 м, Чилгумбаз – 3118,3 м, Нишан – 3350 м, Западный Култак – 3140 м. От этих площадей приведенные напоры закономерно понижаются в западном и северо-западном направлениях.

Повышенные значения пьезометрических уклонов (градиент) установлены на участках Шурасан-Яккасарай – 22,6 м/км, где скорость фильтрации составляет 69,3 см/год при коэффициенте затрудненности водообмена 0,06.

Особенно резкий перепад напоров обнаружен в районе площадей Зеварды, Юж. Уртабулак, Джарчи и Шода, причем в этом районе заметны высокие гидравлические уклоны и относительно высокие фильтрационные скорости подземных вод, где вскрыты гидродинамические аномалии, связанные с тектоническими и литологическими экранами – гидроизопьезы незамкнутой формы (гидродинамическая тень).

В западном направлении исследуемой территории отчетливо прослеживается постепенное уменьшение приведенных напоров, гидравлических уклонов, скоростей фильтрации, при постепенном увеличении коэффициента затрудненности движения пластовых вод, связанное с перетоком подземных вод, где на графических схемах изолинии гидравлического напора образуется «замкнутое» понижение в пределах Кульбешкакского и Кандымского поднятий (см. рис. 4).

Следовательно, установлены участки, которые в структурном плане расположены в местах, где изолинии гидравлического напора образуют гидродинамические пьезоминимумы (аномалии), связанные с перетоком подземных вод, – гидроизопьезы замкнутой формы (Кандымского, Кульбешкакского поднятии), а также с тектоническими и литологическими экранами – гидроизопьезы незамкнутой формы (Денгизкульского, Култакского

поднятия и Бешкентского прогиба), являющимися благоприятными зонами для скопления и сохранения УВ-залежей.

Необходимо отметить, что потенциальные возможности меловых отложений БХНГР на выявление и подготовку новых перспективных на нефть и газ объектов далеко еще не исчерпаны. Имеются реальные возможности выявления и подготовки к бурению не только традиционных антиклинальных структур, но и нетрадиционных объектов стратиграфически (литологически), тектонически и гидродинамически экранированного типа.

Таким образом, изучение геологических особенностей меловых отложений исследуемой территории и интерпретация существующих положительных геологических факторов нефтегазоносности мелового разреза, а также гидродинамические исследования нижнемелового водонапорного комплекса позволили обосновать потенциал и перспективы продуктивности отдельных площадей и участков.

Выводы. Выяснено, что потенциальные возможности меловых отложений БХНГР далеко еще не исчерпаны. Тем более имеются реальные возможности выявления и подготовки к бурению не только традиционных антиклинальных структур, но и нетрадиционных ловушек литологически, тектонически и гидродинамически экранированного типа. А также их перспективные площади можно расширить за счет территории Чарджоуской ступени, хотя меловые отложения пока еще не изучались в достаточной степени целенаправленными поисковыми работами. Между тем прогнозные запасы в них оцениваются в объеме около 600 млн.тонн условного топлива, в том числе 560 млрд.м^3 газа и 40 млн.т нефти с конденсатом. Наличие всех этих факторов в меловых отложениях здесь уже доказано открытием 3-х месторождений. Необходимо в дальнейшем развивать ГРР, чтобы доказать нефтегазоносный потенциал меловых отложений Чарджоуской ступени так же, как в Бухарской ступени и сопредельных территориях. А для этого, по мнению авторов, имеются все основания.

Список литературы

1. Акрамходжаев А.М., Бабаев А.Г., Эгамбердыев М.Э. К уточнению потенциала продуктивности меловых отложений Амударьинского нефтегазоносного бассейна // Узб. геол. журнал. Ташкент, 1973, № 5. -С. 3-10.
2. Эгамбердыев М.Э., Хикматуллаев Б.С., Хакимов У.Х. и др. Фации, палеогеография, геохимия нефтегазоносных отложений мезозоя Южного и Западного Узбекистана // Изд-во Фан, Ташкент,1976. -С. 73-78.
3. Каримов А.К. Битуминология нефтегазопроизводящих толщ Узбекистана // Автореф. дисс. на соис. Учен. Степени док. геол.-мин. наук, Ташкент. 1968. -С. 6-9.
4. Старобинец И.С. Геохимия нефтей и газов Средней Азии // -М.: Недра, 1966. -С. 19.
5. Бабаев А.Г. Геотектоническая история Западного Узбекистана и региональные закономерности скоплений нефти и газа // -М.: Недра, 1966. -С. 362.
6. Ситдиков Б.Б. Программа поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений в меловых отложениях Западного Узбекистана // Республиканская научно-практическая конференция «Актуальные вопросы нефтегазовой геологии и геофизики и возможные пути их решения». Ташкент, 2012. АО «ИГИРНИГМ». -С. 133.
7. Шоймуротов Т.Х., Хайитов Н.Ш., Халикулова Ф.Т. Потенциал нефтегазоносности меловых отложений Бухаро-Хивинского региона // Вестник Университета геологических наук. Ташкент, 2022, №1. -С. 16-24.
8. Шоймуротов Т.Х., Тогаев И.С., Тилеуберди Н., Машрапова М.А. Гидродинамические методы прогноза залежей углеводородов северо-восточной части Амударьинской синеклизы // Нефть и газ, Алматы, 2026, 2 (152). -С. 49-62.
9. Абдуллаев Г.С., Шоймуротов Т.Х., Юлдашев Ж.Ю. Мобилистские тенденции в нефтегазовой геологии Узбекистана // Узб. журнал нефти и газа, Ташкент, 2009, №1, -С. 12-14.

References

1. Akramkhodjaev A.M., Babaev A.G., Egamberdyev M.E. To clarify the productivity potential of Cretaceous deposits of the Amu Darya oil and gas basin // Uzb. geological journal. Tashkent , 1973, No. 5. -Pp. 3-10. (in Russian)
2. Egamberdyev M.E., Khikmatullaev B.S., Khakimov U.Kh. et al. Facies, paleogeography, geochemistry of oil and gas-bearing deposits of the Mesozoic of Southern and Western Uzbekistan // Fan Publishing House, Tashkent, 1976. -Pp. 73-78. (in Russian)
3. Karimov A.K. Bituminology of oil and gas producing strata of Uzbekistan // Author's abstract . diss. on sois . Scientist Doctor's degrees geol.-min. Sciences, Tashkent. 1968. -Pp. 6-9. (in Russian)
4. Starobinets I.S. Geochemistry of oils and gases of Central Asia // -M.: Nedra, 1966. -P. 19.
5. Babaev A.G. Geotectonic history of Western Uzbekistan and regional patterns of oil and gas accumulations // -M.: Nedra, 1966. -P. 362. (in Russian)
6. Sitdikov B.B. Program for prospecting and exploration of oil and gas fields in the Cretaceous deposits of Western Uzbekistan // Republican scientific and practical conference «Current issues of oil and gas geology and geophysics and possible ways of their solution». Tashkent, 2012. JSC «IGIRNIGM». -P. 133. (in Russian)
7. Shoimurotov T.Kh., Khaitov N.Sh., Khalikulova F.T. Oil and gas potential of Cretaceous deposits of the Bukhara-Khiva region // Bulletin of the University of Geological Sciences. Tashkent, 2022, No. 1. -Pp. 16-24. (in Russian)
8. Shoimurotov T.Kh., Togaev I.S., Tileuberdi N., Mashrapova M.A. Hydrodynamic methods for forecasting hydrocarbon deposits in the northeastern part of the Amu Darya syneclise // Oil and Gas, Almaty, 2026, 2 (152). -P. 49-62. (in Russian)

9. Abdullaev G.S., Shoimurotov T.Kh., Yuldashev Zh.Yu. Mobilistic tendencies in oil and gas geology of Uzbekistan // Uzbek journal of oil and gas, Tashkent, 2009, No.1, -P. 12-14. (in Russian)

Сведения об авторах

Абдуллаев Гайбулла Сайфуллаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный геолог ИП ООО «PETROMARUZ UZBEKISTAN»
Узбекистан, 100069, г. Ташкент, Мирзо-Улугбекский район, ул. Хирмонтепа, 2-й тупик, 42
E-mail: shoymurotov.tuychi@mail.ru

Шоймуротов Туйчи Халикулович, доктор геолого-минералогических наук, главный научный советник ГУ «ИГИРНИГМ» Министерства горнодобывающий промышленности и геологии Республики Узбекистан
Узбекистан, 100069, г. Ташкент, Мирзо-Улугбекский район, ул. Олимлар, 64
E-mail: shoymurotov.tuychi@mail.ru, tuychi@ing.uz

Хакимзянов Ильгизар Нургизарович, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник управления разработки отдела проектирования разработки нефтяных месторождений, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина; профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений» Филиал УГНТУ в г. Октябрьском
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Юсупходжаев Саидагзам Саидумарович, кандидат геолого-минералогических наук, заведующей лаборатории, ГУ «ИГИРНИГМ» Министерства горнодобывающий промышленности и геологии Республики Узбекистан
Узбекистан, 100069, г. Ташкент, Мирзо-Улугбекский район, ул. Олимлар, 64
E-mail: igirnigm@ing.uz

Ходжиев Азиз Жумамуродович, старший научный сотрудник ГУ «ИГИРНИГМ» Министерства горнодобывающий промышленности и геологии Республики Узбекистан. Узбекистан
Узбекистан, 100069, г. Ташкент, Мирзо-Улугбекский район, ул. Олимлар, 64
E-mail: igirnigm@ing.uz

Омонбоев Завкиддин Омонбоевич, младший научный сотрудник, ГУ «ИГИРНИГМ» Министерства горнодобывающий промышленности и геологии Республики Узбекистан
Узбекистан, 100069, г. Ташкент, Мирзо-Улугбекский район, ул. Олимлар, 64
E-mail: omonboevz92@mail.ru

Authors

G.S. Abdullaev, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Chief Geologist of PETROMARUZ UZBEKISTAN LLC
42, 2-dead end, Khirmontepa St., Mirzo-Ulugbek district, Tashkent, 100069, Uzbekistan
E-mail: shoymurotov.tuychi@mail.ru

T.Kh. Shoimurotov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Scientific Advisor of the State Institution «IGIRNIGM» of the Ministry of Mining Industry and Geology of the Republic of Uzbekistan
64 Olimlar St., Mirzo Ulugbek District, Tashkent, 100069, Uzbekistan
E-mail: shoymurotov.tuychi@mail.ru, tuychi@ing.uz

I.N. Khakimzyanov, Doctor of Technical Sciences, Professor, Chief Researcher of the Development Department of the Oil Field Development Design Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT; Professor of the Department of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technical University Branch in Oktyabrsky
186a Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

S.S. Yusupkhodzhaev, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Head of the Laboratory, State Institution "IGIRNIGM" of the Ministry of Mining Industry and Geology of the Republic of Uzbekistan
64 Olimlar St., Mirzo Ulugbek District, Tashkent, 100069, Uzbekistan
E- mail: igirnigm@ing.uz

A.Zh. Khodzhiev, Senior Researcher, State Institution "IGIRNIGM" of the Ministry of Mining Industry and Geology of the Republic of Uzbekistan
64 Olimlar St., Mirzo Ulugbek District, Tashkent, 100069, Uzbekistan
E- mail: igirnigm@ing.uz

Z.O. Omonboev, Junior Researcher, State Institution "IGIRNIGM" of the Ministry of Mining Industry and Geology of the Republic of Uzbekistan
64 Olimlar St., Mirzo Ulugbek District, Tashkent, 100069, Uzbekistan
E- mail: omonboevz92@mail.ru

Статья поступила в редакцию 17.06.2026
Принята к публикации 21.09.2026
Опубликована 30.09.2026