

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.152-164>

УДК: 553.98.041:551.763 (575.17)

Новый взгляд на оценку нефтегазоносности меловых отложений Амударьинского седиментационного бассейна

Шоймуротов Т.Х., Умаров Ш.А. Халикулова Ф.Т.

*Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений
(АО «ИГИРНИГМ») Госкомгеологии РУз, Ташкент, Узбекистан*

A new look at the assessment of the oil and gas content of the cretaceous deposits of the Amudarya sedimentary basin

T.Kh. Shoimurotov, Sh.A. Umarov, F.T. Khalikulova

Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields (JSC «IGIRNIGM») Goskomgeologiya RUz, Tashkent, Uzbekistan

E-mail: igirnigm@ing.uz

Аннотация. В настоящей статье рассматриваются геологические и гидрохимические предпосылки нефтегазоносности меловых отложений Амударьинского седиментационного бассейна. Неразрывность водной миграции химических элементов, углеводородов и в целом единство динамики и химизма подземных флюидов являются тем важным моментом, который по многим факторам определяет и их нефтепоисковое значение в конкретных геологических условиях.

Ключевые слова: бассейн, регион, площадь, структура, зона, скважина, пластовая вода, минерализация, углеводород, залежь, ловушка, флюид, отложения, гидродинамика, горизонт, миграция

Для цитирования: Шоймуротов Т.Х., Умаров Ш.А. Халикулова Ф.Т. Новый взгляд на оценку нефтегазоносности меловых отложений Амударьинского седиментационного бассейна//Нефтяная провинция.-2022.-№1(29).-С.152-164. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.152-164>

Abstract. The article examines the geological and hydrogeochemical prerequisites for the oil and gas content of the Cretaceous deposits of the Amudarya sedimentary basin. The indissolubility of the water migration of chemical elements, hydrocarbons and, in general, the unity of the dynamics and chemistry of underground fluids is an important point that, according to many, determines their oil prospecting value in specific geological conditions.

Key words: basin, region, area, structure, zone, well, formation water, mineralization, hydrocarbon, reservoir, trap, fluid, sediments, hydrodynamics, horizon, migration

For citation: T.Kh. Shoimurotov, Sh.A. Umarov, F.T. Khalikulova *Novyj vzgljad na ocenku neftegazonosnosti melovyh otlozhenij Amudar'inskogo sedimentacionnogo bassejna* [A new look at the assessment of the oil and gas content of the cretaceous deposits of the Amudarya sedimentary basin]. *Neftyanaya Provintsiya*, No. 1(29), 2022. pp. 152-164. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.152-164> (in Russian)

В пределах Амударьинского седиментационного бассейна (АСБ) меловые отложения выделены тремя последовательно сменяющими друг друга во времени толщами: неоком-аптской, альб-сеноманской, турон-сенонской, сформировавшимися в процессе непрерывно нарастающей по масштабу трансгрессии [1].

В рамках и смежной территории АСБ рассматриваемые образования изучены достаточно полно, причем на многих площадях в них обнаружены залежи нефти и газа. Вначале второй половине XX в. на северо-восточной части АСБ в пределах Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона (БХНГР) почти одновременно были обнаружены ряд месторождений, что подтвердило справедливость вывода о региональной продуктивности верхнеюрских и нижнемеловых отложений. Вместе с тем, становится более актуальным и необходимо обратить внимание на продуктивность меловых или меловых и юрских отложений, располагающихся в таких структурно-формационных зонах, где разделяющая эти образования соляно-ангидритовая толща либо вообще отсутствует, либо выражена 20-25 метровой пачкой ангидритов. По мере расширения разведочных работ в южной части региона (зоне, где соляно-ангидритовая формация распространена повсеместно, а мощность ее составляет 400-1000 м) выявилось, что здесь на абсолютном большинстве месторождений продуктивна только карбонатная толща келловей-оксфорда.

Основываясь на эти фактические данные, многие исследователи утвердились во мнении, что в БХНГР продуктивными являются только юрские отложения, а залежи, размещающиеся в меловых, образовались либо латерально вдоль подошвы соляно-ангидритовой толщи, либо сместились в зону их выклинивания и здесь насытили нижнемеловые отложе-

ния. Соответственно, одним из важных заключений при изучении нефтегазоносности региона является вывод о производящей природе только юрских образований и вторичности всех залежей, размещающихся в меловых.

Со временем информативный материал по мелу пополнился новыми многочисленными данными, полученными не только по БХНГР, но и по всему Амударьинскому нефтегазоносному бассейну. Наиболее существенным достижением последнего следует считать открытие большой группы крупных (Байрамали, Шехитлы-Джуджуклы, Фараб, Яшлар) и уникальных (Шатлык, Даулетабад-Донмез) месторождений УВ-сырья, размещающихся в меловых отложениях, как в зоне регионального распространения мощной толщи соляно-ангидритовой формации, так и за ее пределами (Табл. 1).

Таблица 1

Распределение залежей нефти и газа в меловых отложениях Амударьинского нефтегазоносного бассейна

Стратиграфическая приуроченность	Зоны соляно-ангидритовой формации	
	малых мощностей или полного выклинивания соляно-ангидритовой формации	регионального распространения мощной толщи
Верхней мел	Газли, Ташкудук, Акджар, Калтакыр, Чальджульба, Дарваза, Шиих, Такыр, Топджульба, Чашхын, Атабай	Карабиль, Гельчешме, Карачоп
Нижней мел	Янгиказган, Газли, Муллахол, Калтакыр, Чукуркуль, Куюмазар, Караулбазар-Сарыташ, Шурчи, Акджар, Джаркак, Сеталантепе, Юлдузкак, Гарбий Юлдузкак, Жанубий-Гарбий Юлдузкак, Чембар, Шуртепе, Жанубий Мубарек, Карабаир, Карактай, Сарыча, Увада, Яккасарай, Западный Яккасарай, Гарби, Учкыр, Дарваза, Купук, Такыр, Топджульба, Гиммерли, Чашхын, Атабай, Сакарчага, Джералтакыр и др.	Гарбий Тошли, Шаркий Тошли, Кувачи-Алат, Ислим, Ачак, Наип, Байрамали, Ша-рапли, Кели, Шатлык, Май-ское, Марыйское, Шехитлы-Джуджуклы, Беурдешик, Фараб, Яшлар, Даулетабад-Донмезское и др.

В связи с этими открытиями стала еще более очевидной необходимость опоискования меловых отложений на каждой структурной, литологической и гидродинамической ловушке, независимо от того, залегают они непосредственно на продуктивной карбонатной толще келловей-оксфорда или на мощной толще соляно-ангидритовой формации титонского яруса.

Основной проблемой формирования залежей нефти и газа является вопрос о миграции углеводородов (УВ), который тесно связан с динамикой самих вод, способствующих перемещению их, как в горизонтальном, так и вертикальном направлениях из одних гидродинамических зон в другие. Следовательно, неразрывность водной миграции химических элементов, УВ и в целом единство динамики и химизма подземных флюидов являются тем важным моментом, который во многом определяет и их нефтепоисковое значение в конкретных геологических условиях. Подземные воды, как и породы, представляют собой среду нефтегазообразования и нефтегазонакопления, и знание ее эволюции при литогенезе также необходимо для развития теории нефтяной геологии [2, 3]. Именно, в связи с этим целесообразно заново рассмотреть перспективу продуктивности меловых отложений – проблему, в которой мнения специалистов разделились. Суть проблемы состоит в уточнении схемы формирования и размещения УВ залежей меловых отложений путем изучения закономерностей динамики (флюидных) водонапорных систем и их гидрохимической метаморфизации.

Известно, что максимальный вклад в минерализацию подземных вод вносит хлор. Изучение характера распределения отношения содержания хлора к минерализации показывает, что это хорошо согласуется с распределением минерализации [4] и наиболее часто встречаемые значения очень близки к среднему значению для вод Мирового океана. Это свидетельствует о том, что, несмотря на сложные процессы преобразования химического состава, изначально морских вод на этапах их захоронения и последующе-

го преобразования, этот показатель сохраняет относительную стабильность. Важным следствием этого является возможность анализа направленности процессов обогащения или обеднения седиментационных подземных вод отдельными компонентами по сравнению с океаническими по соотношению относительных величин (хлорных отношений, т.е. нормированных значений).

Поэтому, наряду с абсолютными содержаниями индивидуальных элементов химического состава пластовой воды и их сумм (минерализации), некоторые исследователи рассматривали и относительные характеристики, широко и успешно используемые в химии моря. Относительные характеристики весьма эффективны для контроля достоверности картирования абсолютных величин минерализации и компонентов химического состава, для описания вертикальной и латеральной зональности пластовых вод по отдельным водоносным комплексам [5].

Некоторые из ионных отношений в процессе метаморфизации морских вод претерпевают глубокие изменения. Отдельные ионы (K^+ , Na^+ , Mg^{++} , Ca^{++}), вследствие их способности к адсорбции глинистым веществам, или осаждения (Mg^{++} , Ca^{++} , SO_4^{--}), для других ионов – вследствие способности сравнительно легко восстанавливаться или окисляться (SO_4^{--} , NO_3^- , J) [2].

Надо отметить, что отношение брома к хлору (Br/Cl), связанное с большой устойчивостью обоих ионов и нарушение этого отношения наступает лишь тогда, когда прогрессивно идущее концентрирование морских вод приводит уже к уходу из раствора ионов Cl^- , выпадающих в осадок в форме NaCl. Тогда в морской воде, теряющей NaCl, отношение брома к хлору значительно возрастает, а воды, выщелачивающие впоследствии осадки с каменной солью, отличаются очень низкими значениями Br/Cl [4].

Решающее влияние на направленность преобразования растворов по

названным двум путям, бесспорно, оказывает соотношение содержания натрия и кальция в водовмещающих породах, а также минерализация и состав первичных седиментогенных вод.

Учитывая вышесказанное, нами при изучении характера распределения гидрохимических полей подземных вод меловых отложений исследуемой территории, рассмотрены ионы: Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , HCO_3^- , J^- , Br^- , B_2O_3^- , минерализация, и их хлорные отношения.

Для изучения вертикальной и латеральной гидрогеохимической зональности меловых отложений исследуемой территории использованы гидрохимические данные пластовых вод, ранее отобранных и проанализированных из 84 площадей и месторождений (в том числе, по Бухарской ступени – 488 проб, по Чарджоуской – 72 проб). В целом, обработаны более 10 тыс. химических компонентов ионно-солевого состава макро- и микрокомпонентов пластовых вод меловых отложений.

Воды мелового водоносного комплекса исследуемой территории характеризуются чрезвычайным разнообразием, встречаются все генетические типы, минерализация колеблется от 1 до 231 г/л. Общая тенденция роста минерализации и метаморфизации вод по региональному погружению пластов, от Бухарской ступени к Чарджоуской, четко выражена по сеноман-альбским и неоком-аптским отложениям.

Менее минерализованные и метаморфизованные воды, имеющие явные черты вод инфильтрационного генезиса, распространены в сенонских отложениях верхнемелового водоносного комплекса Бухарской ступени с минерализацией от 1,38 г/л (Азляртепинская зона дислокаций) до 9,52 г/л (Газлинское поднятие), преимущественно с $\text{SO}_4\text{-Cl-HCO}_3$ и Na-Ca-Mg химическим составом, гидрокарбонатно-натриевого и сульфатно-натриевого типа. На Чарджоуской ступени минерализация пластовых вод верхнемелового водоносного комплекса варьирует от 10,0 г/л (Кульбешкакское поднятие) до 52,3 г/л (Бешкентский прогиб), $\text{Cl-SO}_4\text{-HCO}_3$ и Na-Ca-Mg состава,

воды слабо метаморфизованные, гидрокарбонатно-натриевого и сульфатно-натриевого типа [6].

В нижнемеловых отложениях Бухарской ступени минерализация пластовых вод изменяется от 2,3 г/л (Азляртепинская зона дислокаций) до 20,7 г/л (Мубарекское поднятие), $\text{Cl-SO}_4\text{-HCO}_3$ и Na-Ca-Mg состава, воды слабо метаморфизованные, гидрокарбонатно-натриевого и хлоркальциевого типа. В пределах Чарджоуской ступени минерализация варьирует от 48,0 г/л (Испанлы-Чандырское поднятие) до 230,5 г/л (Кульбешкакское поднятие), $\text{Cl-SO}_4\text{-HCO}_3$ и Na-Ca-Mg состава, воды метаморфизованные, хлоркальциевого и хлормagneиевого типа [6].

В результате анализа гидрохимической зональности пластовых вод меловых водонапорных систем АСБ в пределах газонефтяных участков (ГНУ) и районов (ГНР) выделено четыре типа гидрохимических разрезов свидетельствующих о наличии многих, часто разнонаправленных, процессов ее формирования (Рис. 1):

- **нормальный** (минерализация и другие рассматриваемые параметры возрастают с глубиной) в пределах Янгиказганского, Учкульского, Атбакорского, Зап.Рометанского, Байбуракского, Южно Мубарекского, Азляртепенского, Яккасарайского, Аккумского, Кушабского, Гавана-Истмоковского ГНУ и Гугуртлинского, Талимарджанского ГНР;
- **частично нормальный** (параметры возрастают при переходе к альб-сеноманскому водоносному горизонту) в пределах Восточно-Рометанской зоны антиклинальных поднятий Рометанского прогиба и Карачукурской моноклинали Каганского поднятия;
- **частично инверсионный** (минимум значений в альб-сеноманском комплексе) в пределах Ашикудукского, Муллахолского, Чукуркульского, Центрально-Каганского и Аланского ГНУ;
- **инверсионный** (уменьшением параметров с ростом глубины) в пределах Куюмазарского, Карактайского, Шурасанского и Гарбинского ГНУ [6].

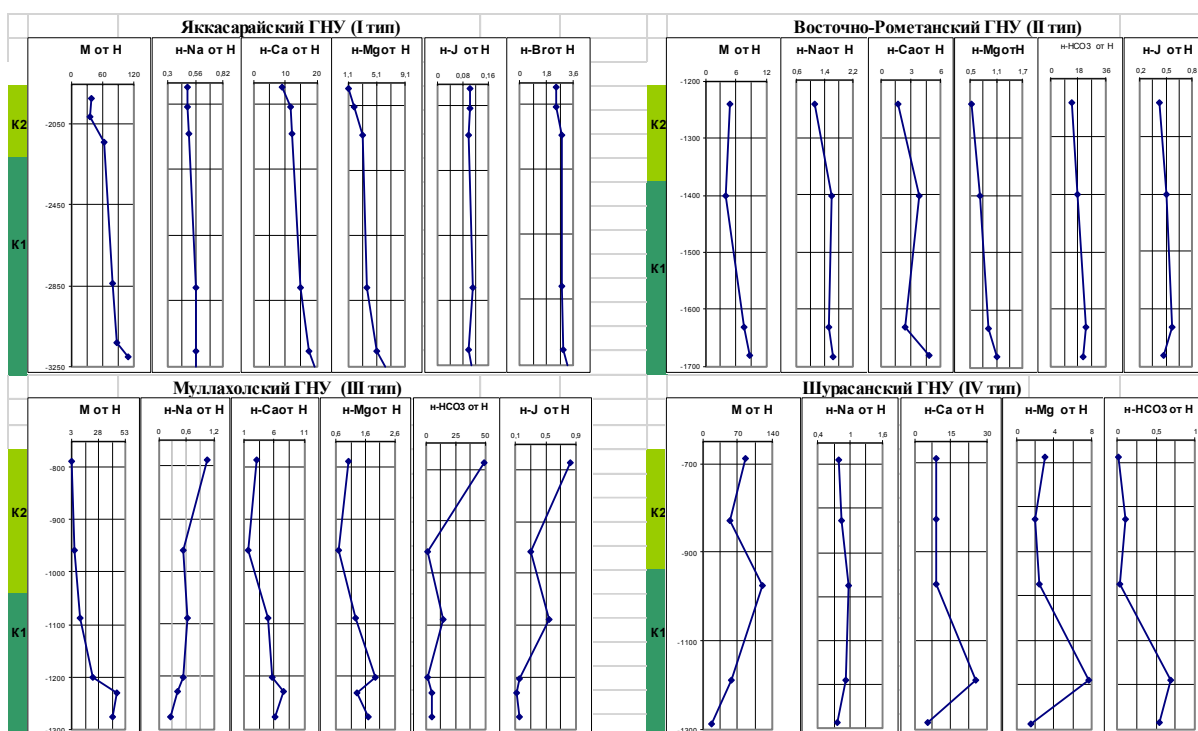


Рис. 1. График зависимости нормированных значений макро- и микрокомпонентов пластовых вод меловых отложений от глубины (Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион), 2021 г.

По результатам интерпретации гидрогеохимических параметров пластовых вод меловых отложений исследуемой территории, в некоторых газонефтяных участках и районах выявлена вертикальная и латеральная гидрогеохимическая зональность флюидов меловых и юрских водоносных комплексов. В частности, эти зоны выявлены в Бухарской ступени, в пределах Муллахолского, Атбакорского, Карактайского, Яккасарайского ГНУ, а также на Чарджоуской ступени в пределах Аккумского, Алатского, Аланского ГНУ и Гугуртлинского, Денгизкуль-Зевардинского, Бешкентского, Шуртанского ГНР (Рис. 2).

Накопленный к настоящему времени материал в наиболее изученной части региона поисково-разведочными скважинами свидетельствует и о наличии гидрохимической зональности меловых отложений с подстилающими комплексами юрских и палеозойских пород. Гидрохимическая связь установлена почти по всему комплексу осадочного чехла в северо-восточной части Газлийского поднятия (Муллахолский ГНУ) и в пределах

Сев. Сюзьма-Кандымской зоны (Аккумулятивный ГНУ). Анализ гидрогеохимического поля показывает, что на отдельных участках региона весь осадочный чехол представляет собой единую водонапорную систему, где вертикальная и горизонтальная гидрохимическая связь подземных вод может оказать влияние на миграцию флюидов, способствующих перемещению их из одних гидродинамических зон в другие [7].

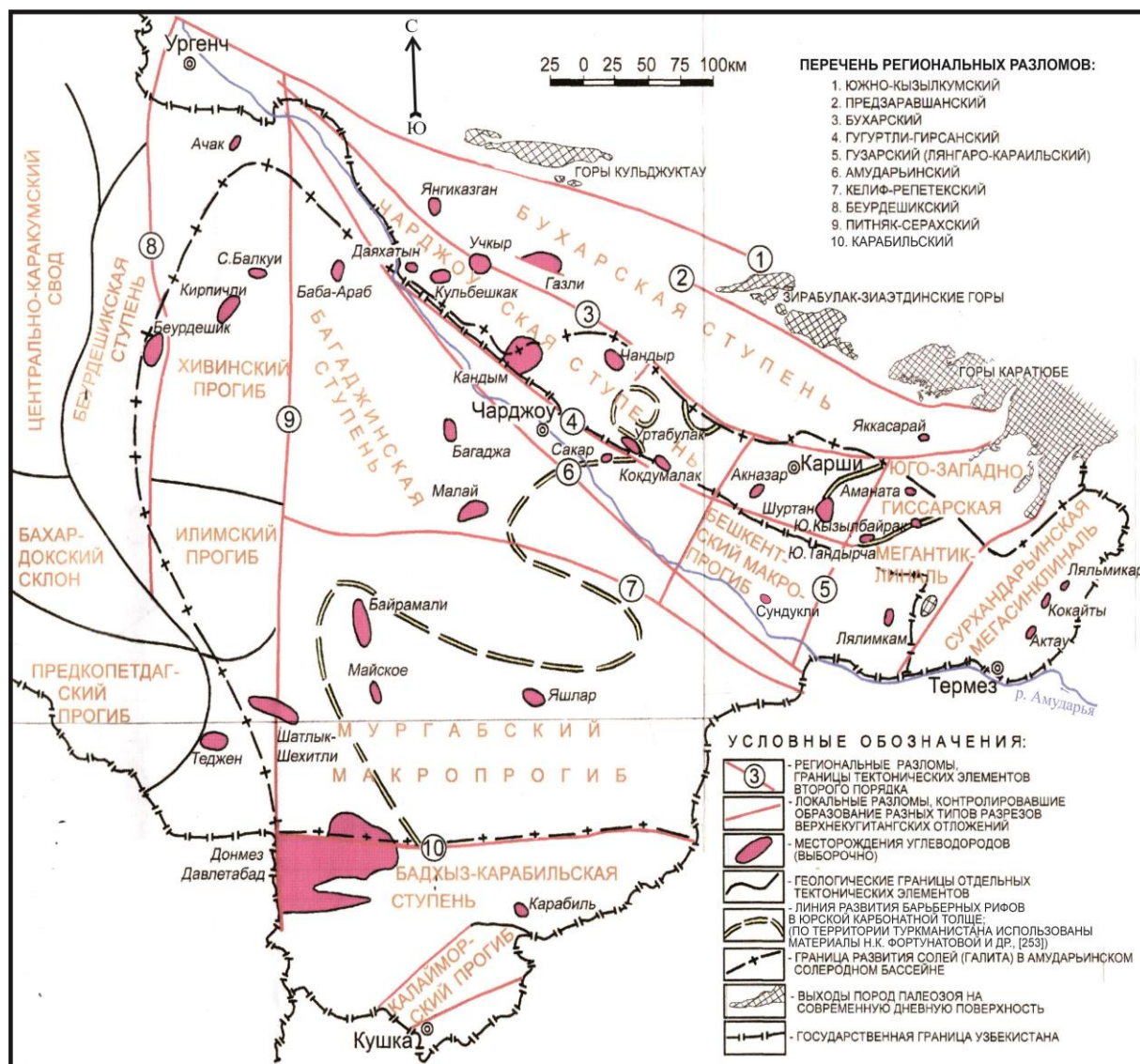


Рис. 2. Схема тектонического районирования Амударьинской синеклизы

На всей территории региона нефтегазоносность отдельных районов и структур всех комплексов осадочного разреза в общем плане контролируется региональными разломами и разрывами, и ее распределение по площади пространственно соответствует зонам их развития, и особенно,

участкам взаимопересечения. Большинство залежей УВ в пределах локальных поднятий приурочены, чаще всего, к нарушенным дизъюнктивами участкам структур приразломного генезиса. Участки флюидомиграции, установленные в пределах региона, расположены в отдельных тектонических элементах, анализ которых, еще раз подтверждает, что газонефтяные участки и районы в основном приурочены к зонам разломов, к грабенам и другим видам нарушений, имеющим тектоническую природу, которые способствуют миграции и разгрузке подземных вод и в целом флюидов [8].

Следовательно, тектоника выступает в качестве одного из главных факторов, контролирующих нефтегазоносность, причем, как показали исследования, с одной стороны, это прямой контроль структурных ловушек, с другой, – косвенное влияние тектоники на геологические и гидрогеологические условия формирования и сохранения УВ залежей. Таким образом, в пределах Амударьинского седиментационного бассейна мезозойские отложения следует считать двух ярусной продуктивной толщей, в объеме которой основные скопления нефти и газа локализованы в юрских терригенных, карбонатных и нижнемеловых (неоком и апт-альб) терригенных образованиях.

Анализ большого количества фактического материала по гидрогеохимической особенности подземных вод мелового водонапорного комплекса исследуемой территории позволяет распознать изменения химического состава по вертикали и латерали и оценить миграцию флюидов или влияние её на процесс генерации УВ залежей. Выявленные гидрогеологические предпосылки могут быть использованы в качестве одного из критериев при выборе рационального направления поисково-разведочных работ и обоснования прогноза нефтегазоносности меловых отложений территории.

Список литературы

1. Акрамходжаев А.М., Бабаев А.Г., Эгамбердыев М.Э. К уточнению потенциала продуктивности меловых отложений Амударьинского нефтегазоносного бассейна. // Узбекский геологический журнал. 1973. №5. С 3-10.
2. Буниев А.Н. Основы гидрохимии минеральных вод осадочных отложений. // М.: Медгиз. 1956.
3. Кротова В.А. Нефтепоисковые гидрогеологические критерии. // Л.: «Недра».1969. 248с.
4. Пашковский В.Н., Кушников И.В. К вопросу о современном естественном состоянии водонапорной системы Бухаро-Хивинской газонефтяной области. // Ташкент: СредазНИИгаз. Вып. 2. 1965.
5. Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. Вертикальная и латеральная гидрохимическая зональность, типизация подземных вод Западно-Сибирского бассейна. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. №№ 5-6.
6. Шоймуротов Т.Х., Муминджанов Т.И., Хайитов Н.Ш., Холмирзаев Ш. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности меловых отложений Бухаро-Хивинского региона. // Геология и минеральные ресурсы. Ташкент. 2014. №5. С.69-71.
7. Шоймуротов Т.Х. Гидрохимическая зональность подземных вод мезозойских отложений северо-восточной части Каракумской водонапорной системы (Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион). // SOCAR Proceedings. Баку. 2017. №3. С.9-14.
8. Шоймуротов Т.Х., Умаров Ш.А., Жураев Ф.О., Юсупов Ш.К. Комплексный анализ геодинамических предпосылок и геохимических показателей флюидов северо-восточной части Амударьинской синеклизы при прогнозировании нефтегазоносности недр // VIII Международный симпозиум «Проблемы геодинамики и геоэкологии внутриконтинентальных орогенов». Бишкек. 2021. С. 95-98.

References

1. Akramkhodzhaev A.M., Babaev A.G., Egamberdyev M.E. *K utochneniyu potentsiala produktivnosti melovykh otlozhenii Amudaryinskogo neftegazonosnogo basseina* [On updating of hydrocarbon potential of Amu-Darya petroleum play Cretaceous formations]. *Uzbekskii Geologicheskii Zhurnal*, No. 5, 1973. pp. 3-10. (in Russian)
2. Buniev A.N. *Osnovy gidrokhimii mineralnykh vod osadochnykh otlozheniy* [Fundamentals of hydrochemistry of brine waters of sedimentary deposits]. Moscow: Medgiz Publ., 1956. (in Russian)
3. Krotova V.A. *Neftepoiskovyе gidrogeologicheskie kriterii* [Hydrogeological criteria used for oil and gas prospecting]. Leningrad: Nedra Publ., 1969. 248 p. (in Russian)
4. Pashkovskiy V.N., Kushnirov I.V. *K voprosu o sovremennom estestvennom sostoyanii vodonapornoй sistemy Bukhara-Khivinskoi gazoneftyanoi oblasti* [On present-day natural state of water-drive system of Bukhara-Khiva petroleum zone]. Tashkent: SredazNIIGaz. Iss. 2, 1965. (in Russian)
5. Stavitskiy B.P., Kurchikov A.R., Kontorovich A.E., Plavnik A.G. *Vertikalnaya i lateralnaya gidrokhimicheskaya zonalnost, tipizatsiya podzemnykh vod Zapadno-Sibirskogo basseina* [Vertical and lateral hydrochemical zonation, typification of underground waters of West Siberian basin]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy* [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields], 2006, Nos. 5-6. (in Russian)

6. Shoimurotov T.Kh., Mumindzhanov T.I., Khaiitov N.Sh., Kholmiraev Sh. *Gidrogeologicheskie predposylki neftegazonosnosti melovykh otlozhenii Buharo-Khivinskogo regiona* [Hydrogeological preconditions of hydrocarbon potential of Cretaceous formations of Bukhara-Khiva petroleum zone]. *Geologiya i Mineralnye Resursy*. Tashkent [Geology and Mineral Resources], 2014. No. 5. pp. 69-71 (in Russian)
7. Shoimurotov T.Kh. *Gidrokhimicheskaya zonalnost podzemnykh vod mezozoiskikh otlozheniy severo-vostochnoi chasti Karakumskoi vodonapornoj sistemy (Buharo-Khivinskiy neftegazonosnyi region)* [Hydrochemical zonation of Mesozoic stratal waters of north-eastern part of Kara Kum water-drive system (Bukhara-Khiva petroleum zone)]. *SOCAR Proceedings*. Baku, 2017, No. 3. pp. 9-14. (in Russian)
8. Shoimurotov T.Kh., Umarov Sh.A., Zhuraev F.O., Yusupov Sh.K. *Kompleksnyi analiz geodinamicheskikh predposylok i geohimicheskikh pokazatelei flyuidov severo-vostochnoi chasti Amudaryinskoy sineklizy pri prognozirovanii neftegazonosnosti neдр* [Comprehensive analysis of geodynamic preconditions and geodynamic characteristics of fluids of north-eastern part of Amu-Darya syncline to forecast hydrocarbon potential]. VIII International Symposium "Problems of Geodynamics and Geoecology of Intracontinental Orogens", Bishkek, 2021. pp. 95-98. (in Russian)

Сведения об авторах

Шоймуратов Туйчи Халикулович, доктор геолого-минералогических наук, главный научный советник, Государственное учреждение «ИГИРНИГМ» Госкомгеологии РУз
Республика Узбекистан, 100059, Ташкент, Яккасарайский район, ул. Шота Руставели, 114
E-mail: igirnigm@ing.uz

Умаров Шахзод Акбарович, кандидат технических наук, Ученый секретарь, Государственное учреждение «ИГИРНИГМ» Госкомгеологии РУз
Республика Узбекистан, 100059, Ташкент, Яккасарайский район, ул. Шота Руставели, 114
E-mail: shakhumarov@gmail.com

Халикулова Фаёза Туйчиевна, инженер, Государственное учреждение «ИГИРНИГМ» Госкомгеологии РУз
Республика Узбекистан, 100059, Ташкент, Яккасарайский район, ул. Шота Руставели, 114
E-mail: igirnigm@ing.uz

Authors

T.Kh. Shoimuratov, Doctor of Medical Sciences, Chief Scientific Advisor, State institution "IGIRNIGM" of the State Committee for Geology of the Republic of Uzbekistan
114, Shota Rustaveli st., Yakkasaray district, Tashkent, 100059, Republic of Uzbekistan
E-mail: igirnigm@ing.uz

Sh.A. Umarov, Ph.D., Scientific secretary, State institution "IGIRNIGM" of the State Committee for Geology of the Republic of Uzbekistan
114, Shota Rustaveli st., Yakkasaray district, Tashkent, 100059, Republic of Uzbekistan
E-mail: shakhumarov@gmail.com

F.T. Khalikulova, Engineer, State institution "IGIRNIGM" of the State Committee for Geology of the Republic of Uzbekistan
114, Shota Rustaveli st., Yakkasaray district, Tashkent, 100059, Republic of Uzbekistan
E-mail: igirnigm@ing.uz

*Статья поступила в редакцию 30.11.2021
Принята к публикации 19.03.2022
Опубликована 30.03.2022*