

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.21-46>

EDN EBMKSG

УДК 553.98.041:551.763(55.16/.192)

Потенциал получения бессернистого газа из продуктивных горизонтов меловых отложений Узбекистана

¹Хабидуллаев С.С., ²Умаров Ш.А., ²Мирзаев А.У., ³Хакимзянов И.Н.

¹Министерство Геологии Республики Узбекистан, Ташкент, Узбекистан

²Навоийское отделение Академии наук Республики Узбекистан,
Навои, Узбекистан

³Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

Potentiality of producing Sulfur-Free Gas from productivity Horizons of the Cretaceous Deposits of Uzbekistan

¹S.S. Khabibullaev, ²Sh.A. Umarov, ²A.U. Mirzaev., ³I.N. Khakimzyanov

¹Ministry of Geology of the Republic of Uzbekistan, Tashkent, Uzbekistan

²Navoi Branch of the Academy of Sciences, Navoi, Uzbekistan,

³TatNIPIneft Institute, Bugulma, Russia

E-mail: saidoas@yandex.ru

Аннотация. Настоящая статья посвящена научным исследованиям в сфере добычи на горизонтах вышележащих над продуктивными, которые считаются сложными, затратными и не всегда позволяют получить искомый результат. При постановке задач и определении перспектив исследований промышленные предприятия не проявляют должного внимания и интереса к научным разработкам НИИ, в связи с привычными взглядами и навыками работы, а также нежеланием работать по новым инновационным методикам и технологиям. В том числе, и в нефтегазовой сфере. Предложения по геологическому моделированию предлагаемых продуктивных горизонтов часто не находят поддержки у производственных структур. В связи с этим, в период стремительного роста и применения информационно-коммуникационных технологий и цифровизации, вопреки устаревшим взглядам необходимо переходить на прогнозное планирование и вести научные исследования по геологическому моделированию данных процессов, используя современное программное обеспечение и возможности космического мониторинга. Это позволит решать многовариантные задачи с минимальными трудовыми и

финансовыми затратами. Создание так называемого «цифрового двойника» или «цифровых клонов» для аналитических работ, а также выработка наиболее оптимального варианта решения задачи не всегда и сразу даёт желаемого результата. Также существует необходимость в подготовке научных рекомендаций по разработке цифровых технологий. При этом одним из главных аргументов является «диверсификация производства», где «прибыль» должна быть основой геологоразведочного производства, влияющим на развитие и восполнение минерально-сырьевой базы страны. Основными факторами для такого развития должны служить знания, профессионализм и мастерство ученых научно-исследовательских центров, геологов-производственников, а также их компетенция по стратегическому планированию, накопленный опыт и получение навыков на современном оборудовании, программном обеспечении с целью реализации фундаментальных, прикладных и инновационных проектов. Все вышеизложенное отражает актуальность избранной темы исследования. С учётом этого авторами данной статьи поставлены цели и задачи, выполнены научные исследования, получены результаты с целью определения перспектив разработки продуктивных меловых отложений. Исследуемые отложения на сегодняшний день в качестве объекта исследования находятся на уровне выше тех горизонтов, которые эксплуатируются в промышленном масштабе. Существование запасов бессернистого или с малым количеством сульфидных примесей газа в недрах земли страны создают новые возможности для диверсификации производства и эксплуатации с соответствующей инфраструктурой на объектах планирования и определяют перспективу проведения дальнейших геологоразведочных работ.

Ключевые слова: диверсификация, бессернистый газ, сульфидная примесь, площадь, структура, разрез, скважина, горизонт, углеводород, меловые отложения, Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион, коллектор, миграция

Для цитирования: Хабибуллаев С.С., Умаров Ш.А., Мирзаев А.У., Хакимзянов И.Н. Потенциал получения бессернистого газа из продуктивных горизонтов меловых отложений Узбекистана // Нефтяная провинция.-2023.-№2(34).-С.21-46. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.21-46>. - EDN EBMKSG

Abstract. This article is devoted to scientific research in the field of production at horizons above the productive, which are considered to be complex and costly and do not always allow to obtain the desired result. At time of setting tasks and determining the prospects of research, industrial enterprises do not show proper attention and interest in the scientific developments of research institutes, due to the usual views and skills of work, as well as reluctance to work on new innovative methods and technologies. This includes the oil and gas sector. Proposals for geological modeling of proposed productive horizons often do not find support from production structures. In this connection, in the period of rapid growth and application of information and communication technologies and digitalization, it is expedient, contrary to the outdated views, to move to forecast planning and conduct scientific research on geological modeling of these processes, using modern software and space monitoring capabilities. This will allow solving multivariate tasks with minimum labor and financial expenses. Creation of the so-called "digital twin" or "digital clones" for analytical works, and also development of the most optimal variant of the decision of a task not always and immediately gives the desired result. There is also a need for scientific recommendations for the

development of digital technologies. In this case one of the main arguments is "diversification of production", where "profit" should be the basis of exploration production, affecting the development and replenishment of the mineral resource base of the country. The main factors for such development should be the knowledge, professionalism and skills of scientists of research centers, geologists-producers, as well as their competence in strategic planning, accumulated experience and skills on modern equipment, software in order to implement fundamental, applied and innovative projects. All of the above reflects the relevance of the chosen topic of the study. With this in mind, the authors of this article set goals and objectives, carried out scientific research, obtained results in order to determine the prospects for the development of productive Cretaceous deposits. The studied sediments as an object of study are now at a level above those horizons, which are exploited on a commercial scale. The existence of sulfur-free or low-sulfide gas reserves in the subsurface create new opportunities for diversification of production and exploitation with appropriate infrastructure at the planning sites and determine the prospects for further geological exploration work.

Keywords: *diversification, without sulphur dioxide, sulphide impurity, area, structure, section, well, horizon, hydrocarbon, deposits, Cretaceous deposits, Bukharo-Khiva oil and gas region, reservoir, migration*

For citation: S.S. Khabibullaev, Sh.A. Umarov, A.U. Mirzaev., I.N. Khakimzyanov Potentsial polucheniya bessernistogo gaza iz produktivnykh gorizontov melovykh otlozheniy Uzbekistana [Potentiality of producing Sulfur-Free Gas from productivity Horizons of the Cretaceous Deposits of Uzbekistan]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(34), 2023. pp. 21-46. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.21-46>. EDN EBMKSG (in Russian)

Введение. Проведенный анализ предыдущих исследований показывает, что размещением нефтяных и газовых месторождений в отдельных регионах занимались многие исследователи, общие закономерности распределения углеводородного (УВ)-сырья рассмотрены в трудах многих ученых. Среди них особенно ценным являются труды М.К. Калинко [1], которые были изданы в момент оценки и актуальности темы о стратегическом балансе и потенциале мировой нефтегазовой индустрии. В 1948 году благодаря рекомендациям Михаила Кузьмича Калинко был получен первый промышленный приток нефти в Восточной Сибири (месторождение Южный Тиган). В 1950 году Хатангской экспедицией на площади Южный Тиган, расположенной на границе Якутии и Красноярского края, было открыто первое в Арктике нефтяное месторождение. Особое внимание комиссии привлекло сообщение М.К.Калинко об Оленекском месторожде-

нии битумов, где запасы остаточной выветрелой нефти оценивались в 10 млрд т. Все это позволило комиссии, возглавляемой А.А. Трофимуком, высоко оценить перспективы нефтегазоносности этого региона.

Несмотря на это, уже через год масштабные нефтепоисковые геологоразведочные работы в этом регионе были прекращены и в последующие три десятилетия носили несистемный фрагментарный характер. В настоящее время геологическое изучение арктических районов Сибири возобновлено. Региональные сейсморазведочные работы в Енисей-Хатанском региональном прогибе выполняются в рамках федеральных программ Роснедра, в изучении региона активно участвуют крупнейшие российские компании ОАО «Роснефть» и ОАО «Газпром». В 2009 году компанией ОАО «Роснефть» в этом районе открыто Байкаловское нефтегазоконденсатное месторождение [2], а также ведут активную деятельность крупные нефтегазовые компании.

Именно в тот период крупными ведущими научными центрами России были сформированы основные направления исследований, проведения геологоразведочных работ, а также расширения возможности освоения УВ-сырья в промышленных масштабах. В настоящее время открытие гигантских и крупных месторождений нефти, газа, УВ-сырья является редкостью, но в трудах родоначальников целых геологических школ указаны ценнейшие данные, которые позволяют продолжать исследования будущими поколениями геологов.

Актуальность обоснования разработки горных пород мелового возраста доказывается ещё одним аргументом и анализом гигантских месторождений. Наибольшее количество (16 из 45) нефтяных, газовых гигантов (большой Бурган, Сафания-Хафджи, Уренгойское, Медвежье, Газли) приурочены к меловым отложениям молодых платформ (Табл.1). Здесь они чаще встречаются на контрастных поднятиях погруженной части платформы, примыкающей к краевому прогибу на склонах и мегавалах, окру-

женных глубокими впадинами и прогибами (месторождения Западной Сибири).

Таблица 1

Распределение гигантских нефтяных и газовых месторождений в земной коре

Регионы		Количество месторождений		Продуктивные горизонты		
		нефти	газа	Возраст	Литология	Глубина залегания, м.
Платформы	Западно-Европейская	-	2	P	песчаники	1900-2800
	Туранская	1	2	J Cr (K)	пески, песчаники	530-1400
	Северо-американская	1	1	P Cr (K)	карбонаты, песчаники	600-1100
	Африканская	2	2	C T Cr (K)	песчаники	1750-3500
	Русская	3	2	D C P	песчаники, карбонаты	1250-1900
	Западно-Сибирская	2	5	Cr (K) J	пески, песчаники	930-3050
	Аравийская	12		J Cr (K)	карбонаты, песчаники	1000-3300
Краевые прогибы	Предуральский		1	P	карбонаты	2150-3260
	Аляскинский	1		C T	песчаник, карбонаты	2060-2700
	Месопотамский	5	1	Cr (K) Pg N	карбонаты	840-3800
Межгорные впадины Альпийских складчатых областей	Маракайбская	1		Cr (K) Pg N	карбонаты, пески, песчаники	500-4800
	Средней Суматры	1		N	пески, песчаники	700-800
	Лос-Анджелес	1		N	пески, песчаники	800-2200
Всего:		30	16			
		24	11	<i>Частично открытые на горизонтах мелового возраста</i>		

Крупнейшие сеноманские газовые залежи Западно-Сибирской и Туранской платформ залегают в нижней части альб-верхнемелового трансгрессивного комплекса под региональными глинистыми покрывками

мощностью от 104м на Газли и до 400-700м на Уренгойском, Медвежьем, Ямбургском и Комсомольском месторождениях.

Основная часть. Месторождение Газли открыло новую страницу в нефтегазовой истории Узбекистана. В настоящее время в нефтегазовой промышленности Узбекистана требуется постепенный и неуклонный рост темпов добычи нефти и газа. Для обеспечения нарастающих темпов необходимо ежегодно готовить новые структуры, площади, запасы нефти и газа в объемах, опережающих их добычу.

Современные требования развития экономики ставят перед специалистами геологической отрасли задачи эффективного и рационального использования возможностей по обоснованию приоритетных направлений ГРП, а также решающих задачу открытия менее затратных по средствам и времени месторождений углеводородного сырья.

Требованиям по подготовке к бурению поисковых объектов на легкодоступных небольших глубинах в полной мере отвечают меловые отложения Чарджоуской ступени, залегающие на сравнительно небольших глубинах (1,7-2,5км), а также экономически менее затратные по достижению ловушек бурением. Меловые отложения характеризуются крупными бессернистыми газовыми ресурсами. Меловые отложения Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона (БХНГР) хорошо изучены в пределах Бухарской тектонической ступени [3, 6]. В пределах Чарджоуской тектонической ступени, меловые отложения требуют комплексного изучения.

Открытие крупного Уртабулакского месторождения в юрских отложениях, изменил баланс по выделяемым объемам на поисковые работы в пользу отложений юрского возраста. Получаемое углеводородное сырьё из этих отложений имеет высокое содержание сероводорода и примеси, которые требуют очистки, что в итоге приводит к расходу дополнительных средств.

Между тем, меловые отложения Чарджоуской ступени в геологическом отношении ничем не отличаются от аналогичных отложений соседнего Туркменистана. В толщах меловых отложений на Чарджоуской ступени выявлены крупные, уникальные по запасам бессернистого газа месторождения (Шатлык, Даулетабад-Донбез и др.). Исходя из геологической особенности этой тектонической ступени меловые отложения Чарджоуской ступени, которые попали на территорию Узбекистана нужно рассматривать как важный перспективный объект дальнейших исследовательских, поисково-разведочных работ на обнаружение углеводородного сырья.

Сеноманская часть разреза меловых отложений сложена глауконитовыми песчаниками и глинами, а также известняком многократно чередующимися между собой. На большинстве изученных бурением площадей основная масса песчаников и песков сосредоточена в двух пачках: в подошве эта 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 прослойки песков, песчаников (VIII и VII горизонты), ракушечников, мергелей и известняков. Практически для песчаных пород всего разреза данной формации показательное обогащение глауконитом, для глинистых пород – сульфидными соединениями железа. Общая толщина терригенно-глауконитовой формации достигает 1200-1300м, а всего комплекса отложений мелового возраста составляет - 1400-1800м.

В разрезе меловых отложений БХНГР установлены восемь пронизываемых продуктивных горизонтов, разобращенных друг от друга пластами непроницаемых глинистых пород. Самый верхний из них VII горизонт выявлен в отложениях сенона, ниже идут 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.

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 парогранный 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 толщины только юрских и неоген-четвертичных отложений, а меловые отложения по обе стороны разлома характеризуются близкими по толщине и мощности, а также литолого-стратиграфическими особенностями. Скачкообразных изменений их мощностей не наблюдается. На месторождениях Газли и Учкыр, расположенных в разных блоках Бухарского разлома, мощность меловых отложений почти одинаковая, т.е. примерно 1400-1500м. Также одинаково размещены в разрезе указанных месторождений продуктивные горизонты. Они перекрыты покрывками в виде глин и глинистых алевролитов. Мощности пластов-коллекторов колеблются от нескольких десятков метров до 200м.

Следует более подробно остановиться на рассмотрении и анализе противоположных гипотез и утверждениях о важности поисков, разведки, добычи, эксплуатации сероводородсодержащих газовых месторождений. Проведенное исследование по определению скоплений газа в южных районах Туранской плиты указывает на критерии поисков сероводородсодержащих газов. Высокая геохимическая активность сероводорода и как следствие огромные масштабы его естественного рассеивания в подземной гидросфере предполагают большую мощность источников его образования.

Гидрогеологическая обстановка меловых и юрских отложений имеет большое отличие, именно этот факт показывает, что имеется возможность скопления и нами представлена, как «бессернистый газ».

Сложность прогнозирования масштабов обогащения сероводородом свободного газа не только на локальном, но и на зонально-региональном уровне определяется как минимум двумя основными причинами:

1) не до конца понятными процессами образования сероводорода, участвующего в формировании регионально-сероводородсодержащих комплексов;

2) отсутствием достоверных способов учета потерь сероводорода в процессе миграции содержащего его газа и формировании месторождений в разных геолого-геохимических условиях.

Среднеазиатский ареал крупномасштабного сероводородонакопления связан с региональным верхнеюрским сульфатно-карбонатным комплексом, входящим в состав осадочного выполнения Каракумского мегабассейна Туранской плиты и межгорного Афгано-Таджикского бассейна. Большинство месторождений сероводородсодержащего газа выявлено в Амударьинской синеклизе, Предкопетдагском предгорном прогибе и на сопредельной с ним Бахардокской моноклинали, являющихся основными элементами Каракумского нефтегазоносного мегабассейна.

Небольшое их число известно в Сурхандарьинской мегасинклинали и мегантиклинали Юго-Западного Гиссара Афгано-Таджикского бассейна. Кроме того, залежи сероводородсодержащего газа спорадически (в основном вдоль южной окраины Туранской плиты) встречаются и в терригенных отложениях неокома. Анализ условий их формирования и нахождения обнаруживает весьма высокую вероятность эпигенетического накопления сероводорода в субконтинентальных образованиях этого возраста [4].

Учитывая результаты этих исследований можем отметить следующие факты:

- на монопластовых месторождениях, единственная залежь УВ связана с массивным или псевдомассивным резервуаром в карбонатной толще верхней юры непосредственно под региональным соляно-ангидритовым флюидоупором (Кандым, Ходжи и др.);
- в тех же геологических условиях, но, кроме залежей сероводородсодержащего газа в подстилающих терригенных отложениях юры, присутствуют залежи бессернистого газа (Самантепе, Уртабулак и др.);
- на многопластовых месторождениях, где, помимо залежей сероводородсодержащего газа в верхнеюрских карбонатных отложениях, встречены залежи бессернистого газа в вышележащих меловых (иногда в подстилающих юрских) терригенных отложениях (Гугуртли, Учкыр и др.);
- в подобных геологических условиях формирование вскрытых толщин, но с залежами сероводородсодержащего газа и в меловых (неокомских) терригенных отложениях благоприятствует скоплению газа (Джар-Кудук, Алат и др.);
- на месторождениях с залежью сероводородсодержащего газа в терригенных отложениях неокома при отсутствии скоплений газа в нижележащих отложениях юры обнаруживается редкое скопление газа (Даулетабат-Донмез, Карабиль *(единственное месторождение в регионе, имеющее залежь сероводородсодержащего газа, которое выявлено и в палеоценовом сульфатно-карбонатном комплексе)*).

Таким образом, сероводородсодержащий газ связан с двумя нефтегазоносными комплексами: верхнеюрским сульфатно-карбонатным и неокомским терригенным. Однако, если в первом комплексе залежи сероводородсодержащего газа распространены почти повсеместно, то во втором они встречаются лишь там, где создавались условия для крупномасштабного поступления сероводородсодержащего газа из подстилающих отложений.

На месторождениях Денгизкульского поднятия (Уртабулак, Денгизкуль-Хаузак и др.) содержание сероводорода варьирует в пределах 1,5-6,0 %, а на расположенном восточнее Култакском поднятии (Култак, Алан и др.) не превышает 0,3 %. Резкие колебания содержания сероводорода часто наблюдаются и на смежных месторождениях, находящихся в одинаковых литолого-фациальных зонах. Так, на месторождениях Самантепе и Аккум содержание сероводорода достигает 2-3 %, а на смежных с ними месторождениях (соответственно Киштуван и Ходжиказган) снижается до 0,2-0,3 % и менее. Существенные колебания концентрации сероводорода установлены и на самих месторождениях: например, на Кандымском – от десятых долей до 2,5 %. Еще более значимы вариации содержания сероводорода в залежах терригенных отложений неокома: на Даулетабад-Донмезской – от следов до 1,3 %.

Залежи высокосернистого газа распространены в различных структурно-тектонических условиях: на Чарджоуской ступени северовосточного борта Амударьинской синеклизы (Уртабулак, Денгизкуль-Хаузак, Северный Денгизкуль, Самантепе, Метеджан, Алат, Кандым, Аккум, Учкыр), на Андхойском поднятии Северного Афганистана (Ходжа-Гугердаг, Етымтаг), в Предкопетдагском прогибе (Хангирен, Серахс), на Бахардокской моноклинали (Караджаулак) и эпиплатформенном горноскладчатом сооружении Юго-Западного Гиссара (Аккумулям). Интересно, что во всех случаях площади распространения высокосернистого газа либо непосредственно приурочены к зонам наиболее глубокого залегания верхнеюрских сульфатно-карбонатных отложений и (или) зонам повышенной тектонической активности на новейшем этапе, либо структурно с ними связаны.

Вышеуказанные аргументы должны быть определяющим критерием для оценки, прогноза, моделирования изучения недр с целью обнаружения бессернистого газа. Определение содержания сероводорода в углеводо-

родном сырье является важным элементом «точки планирования» дальнейшего освоения промышленного уровня. Удивителен сам факт того, что в пробуренных скважинах при проведении ГИС в отложениях юрских отложений в основном не испытываются интервалы меловых отложений. К большому сожалению, именно эти отложения при составлении Геологического наряда предусматривают прохождение этого отрезка высоко-глинистыми или утяжеленными растворами.

Результат: газопроявления меловых отложений остаются не отмеченными, а их классификация на бессернистый газ или с высоким содержанием сероводорода остаётся вовсе невозможным.

На Туранской плите и в сопредельных районах основные перспективы прироста запасов сероводородсодержащего газа связаны с Южно-Туркменской краевой системой новейшего прогибания, включающей Предкопетдагский предгорный прогиб на западе и Сандыкачинскую зону прогибов на востоке. К настоящему времени на оконтуренной территории выявлено 22 месторождения сероводородсодержащего газа: 12 - на территории Туркменистана, три – Ирана и семь – Афганистана.

Обращает на себя внимание более высокая доля залежей высокосернистого газа в пределах Южно-Туркменской зоны новейшего прогибания по сравнению со всем ареалом регионального сероводородонакопления. Если в последнем лишь на каждом четвертом месторождении концентрация сероводорода превышает 1%, то в Южно-Туркменской системе прогибов их доля увеличивается до 70%. Кроме того, и на других месторождениях этой зоны содержание сероводорода нередко превышает 0,5 %, тогда как на остальной территории в основном распространены залежи малосернистого газа ($H_2S < 0,3 \%$).

Заметное повышение уровня обогащения сероводородом природного газа на юге Туранской плиты объясняется рядом специфических особенностей геологического строения и эволюции, например, максимальным для

Туранской плиты залеганием регионально-сероводородсодержащего верхнеюрского комплекса. На вскрытых скважинами глубинах (далеко не в самых погруженных зонах) порядка 4-5 км современные пластовые температуры достигают 150-170°C. По-видимому, максимальные палеотемпературы были еще выше, что являлось благоприятной предпосылкой для подготовки среды к накоплению сероводорода сульфатно-термохимического генезиса.

Результаты предыдущих исследований по выявлению высоко-сероводородного газа перед авторами настоящего исследования ставит задачу по изучению механизма перехода или накопления бессернистого газа в меловых отложениях, как следствие миграции из отложений юрского возраста. Если сам механизм связан только с гидрогеологическими процессами, то это не совсем верное утверждение, ибо всё приводится в движение с помощью динамического воздействия на неё. В подтверждение этой гипотезе можно отметить высокую геодинамическую активность территории между Бухарской ступенью и Южно-Туркменской системой прогибов в разные геологические периоды времени.

В активном поиске более жизнеутверждающей системы решений данной задачи авторы исследования решили связать несколько факторов в одну цепь, т.е. тектоника – движение горных масс – изменение всей системы геосферы – миграция УВ-сырья – накопление газа в ловушках меловых отложений.

Предполагалось, что в районах развития верхнеюрской соленосной толщи продуктивны только подсолевые юрские отложения, а вышележащие меловые-не продуктивны. Это было связано с представлением, о том, что соли служат хорошим экраном (покрышкой), не допускающим вертикальную миграцию УВ. Исходя из этого, ни на одной площади, ни на одной скважине не только Чарджоуской ступени, но и в пределах юго-

западных отрогов Гиссарского хребта меловые отложения не были испытаны на продуктивность.

Однако в пределах Туранской плиты, куда входит Амударьинская синеклиза, в нижнемеловых надсолевых отложениях (XIV горизонт) на месторождениях Давлетабад-Донмез, Шехитлы-Джуджуклы, Фараб (Туркмения) обнаружены крупные запасы бессернистого газа.

Результаты анализа формирования залежей газа в XIV горизонте указанных месторождений показывают, что они формировались за счет перетока газа из юрских отложений через тектонические нарушения. В пределах Чарджоуской ступени крупные нарушения, пересекающие юрские и меловые отложения (кроме Бухарского и Амударьинского разломов), не обнаружены. Именно в этом направлении необходимо активизировать исследования по обнаружению мест миграции УВ через тектонические нарушения.

Разломы (взбросы, надвиги, иногда сбросы), которые являются путём миграции широко развиты в пределах тектонически-активного региона юго-западных отрогов Гиссарского хребта и на прилегающих к нему территориях. К таким тектонически-активным зонам относятся территория развития Караиль-Лянгарского разлома и прилегающие к нему участки.

Изложенное позволяет сделать вывод, что для определения перспектив нефтегазоносности нижних меловых отложений необходимо изучить особенности геологического строения месторождений и формирования в них залежей УВ-сырья тех месторождений, которые расположены вблизи крупного Караиль-Лянгарского разлома. Восточный борт Бешкентского прогиба является прилегающей к указанному разлому [3].

В настоящее время в пределах Бешкентского прогиба открыто более 30 месторождений УВ в юрских карбонатных отложениях. Для определения перспектив нефтегазоносности меловых отложений исследователями были детально изучены особенности геологического строения более 20 ме-

сторождений и площадей (Шуртан, Северный Шуртан, Гармистон, Северный Гузар, Бузахур, Восточный Бузахур, Зафар, Кумчук, Чунагар, Илим, Южная Тандырча, Тандырча, Шим.Тандырча, Мангит, Чанак, Хамал, Хавас, Джамбулак, Гузар, Новый Гузар, Караиль, Мавлянкудук, Учкулсай и т.д.), расположенных на восточном борту Бешкентского прогиба, которые расположены вблизи Караиль-Лянгарского разлома.

При малоамплитудных тектонических нарушениях, которые подсекают юрские и меловые отложения, перетоки УВ из юрских отложений в меловые не были замечены (месторождения Шуртан, Южная Тандырча и др.).

Совсем иначе на перетоки УВ влияют крупные разломы с большой амплитудой, когда подсолевые продуктивные известняки контактируют с вышележащими меловыми отложениями, что способствует возможным перетокам флюидов из одного стратиграфического комплекса в другой.

Площадь Караиль подсекается этим разломом (надвигом), а площади Восточный Бузахур, Бузахур, Гузар, Северный Гузар, Новый Гузар, Чанак, Чунагар расположены вблизи разлома или примыкают к нему. Надвиг пересекает меловые и палеогеновые отложения. Восточный блок надвинут на западный, амплитуда составляет около 1480 м (Рис. 1).

В районе скв. Караиль-4 обнаружены сеноманские отложения верхнего мела. На глубине 820 м (XIII горизонт) этой скважиной подсекается плоскость Караильского разлома и вскрываются сеноманские отложения. Она пробурена до XIV горизонта (2380 м).

Структура Восточный Бузахур расположена на западном опущенном блоке разлома. По кровле юрских известняков складка подсечена надвигом, западный блок надвинут на восточный и экранируется верхнеюрскими солями. Амплитуда надвига 350 м (Рис. 1). Плоскость надвига упирается во второй надвиг, проходящий между скв. Восточный Бузахур-6 и скв. Караиль-4.

В результате развития Караиль-Лянгарского надвига на большой территории восточной части Бешкентского прогиба нижнемеловые отложения оказались контактирующими с юрскими карбонатными отложениями юго-западного отрога Гиссарского хребта (Рис. 2).

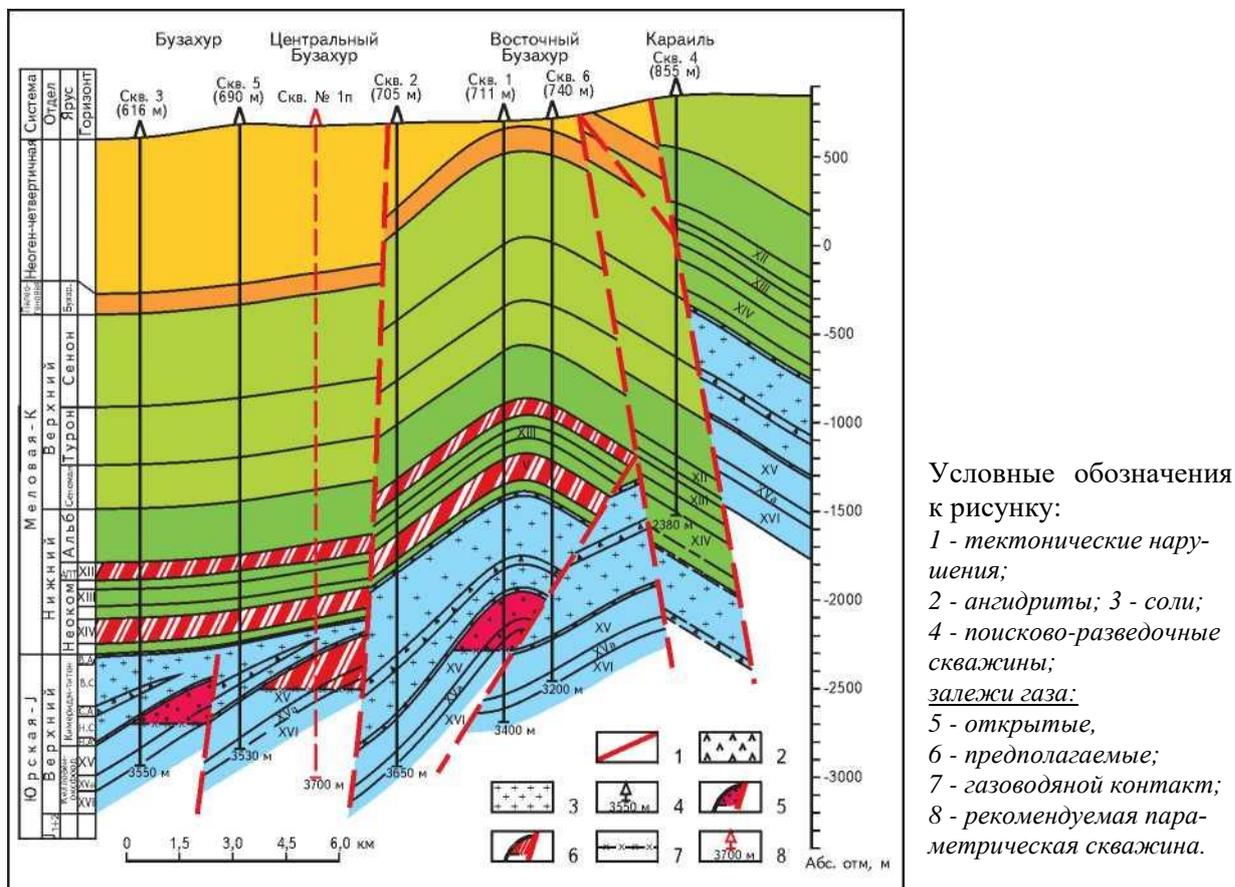


Рис. 1. Геологический профиль по линии скв. Бузахур-3 - скв. Караиль-4.

(авторы: А.Г. Ибрагимов, Н.К. Фортунатова, М.С. Суннатов)

Если формирование залежей УВ в карбонатной юре происходило в меловое время, а надвиг - в альпийское, то логично допустить возможность перетока УВ-флюидов из юрских в меловые отложения.

На основе произведенных фактических замеров пластового давления построена карта гидро-изопьез верхнеюрского карбонатного водонапорного комплекса для северо-восточной части Амударьинской синеклизы. Согласно разработанной карте, на территории Бухаро-Хивинской нефтегазовой области (НГО) господствует эллизионный гидрогеологический режим

напоров. По сравнению с ними в пределах юго-западного отрога Гиссарского хребта (восточная часть) обнаружен инфильтрационный режим [4].

Если в пределах Бухаро-Хивинской НГ опадение напоров совпадает с направлением горизонтальной миграции УВ, то можно предположить, что в зоне Бухарского разлома горизонтальная миграция УВ сменилась вертикальной, что способствовало скоплению залежи УВ в меловых отложениях. В связи с этим, заслуживает большого внимания зона развития Караиль-Лянгарского разлома. Пьезометрические напоры юрской карбонатной системы от 1,5 км в районе площади Бабасурхан снижаются до 800-900 м в зоне Караиль-Лянгарского разлома.

В пределах Бухаро-Хивинской НГО наблюдается такая же картина. Пьезометрические напоры от 3000 м в районе площадей Гирсан-Акназар понижаются до 700-1000 м в районе Караиль-Лянгарского разлома. Приведенные факты показывают, что зона развития разлома является областью разгрузки напоров и путями миграции УВ-флюидов из юрских отложений в меловые.

По решению секции НТС АК «Узнефтегаздобыча» было принято опробовать XII и XIV горизонты в ликвидированных скважинах на месторождении Бузахур для определения возможной продуктивности. Были опробованы XII и XIV горизонты в скв. №3 месторождения Бузахур. В результате из этих горизонтов были получены притоки минерализованной воды (98,883-114,62 г/л) хлор-кальциевого типа.

Подобный тип воды является свойственным для водоносных горизонтов известняков юрских отложений. В пробе установлены содержания нефтяных кислот, фенола и бензола выше фоновых. Объект диагностировался высокоперспективным.

Становится понятным сам механизм движения УВ-флюида, и необходимым является обоснование ловушки для УВ-сырья. Учитывая вертикальную миграцию УВ-флюида, которая произошла по тектоническим

нарушениям, можно утверждать о том, что горизонтальная миграция должна осуществляться по проницаемым песчаным пластам мелового возраста и их скопление должно происходить в положительных структурах с надежными крышками.

В верхней части нижнего мела присутствует мощная (более 100 м) толща альбских глин, которая является хорошей крышкой на многих месторождениях Бухарской ступени и Чарджоуской ступени Бухаро-Хивинской НГО.

В пределах Бешкентского прогиба, которая тектонически отделена от Бухарской ступени, под глинами альбского периода меловых отложений, присутствуют многочисленные проницаемые, терригенные коллекторы XII, XIII и XIV горизонтов нижнего мела. XII горизонт сложен чередованием серых песчаников, глинистых алевролитов и глин. Характеристика XIII горизонта такая, как и XII горизонта, но преобладает коричневая окраска. XIV горизонт представлен песчаником, глинистым, коричневатокрасным, плотным, крепким, слюдистым. В кровле залегает пласт глины мощностью до 12 м, в подошве — мощная пачка неокомских красных глин, еще ниже — юрские соли.

По итогам проведенного исследования при определении механизма движения УВ-флюида можно отметить следующее: не во всех скважинах характеристики песчаных пластов нижнего мела одинаковые.

Во-первых, пласты песчаников явно водонасыщенные. В таких случаях наблюдается заметное сужение диаметра скважины, кривая результатов ПС измерения глубоко отрицательное, кажущееся электрическое сопротивление (КС) низкое (2-3 Ом-м) — это ниже, чем сопротивление глин. Указываемое объективно описывает характеристику водонасыщенного пласта.

Во-вторых, сопротивление пласта резко повышается до 25-40 Ом-м, что в 5-10 раз выше сопротивлений глин при сохранении условий сужения

диаметра скважины и отрицательных значениях ПС. Эти пласты, возможно, продуктивны и заслуживают внимания.

В-третьих, наблюдается смешанная, запутанная картина. Сопротивление высокое, сужение ствола отсутствует или появляются каверны, ПС переменное, иногда КС низкое и т.д. Кроме того, на характер записи КС и ПС большое влияние оказывает соленость бурового раствора, когда геофизические исследования скважин выполняются после вскрытия верхнеюрских солей, а в юго-западных отрогах Гиссарского хребта - нижних меловых солей.

Путем изучения разнозначных промыслово-геофизических характеристик нижних мелового разреза, учёные-производственники своего времени А.Г. Ибрагимов, Н.К. Фортунатова, М.С. Суннатов отметили то, что им удалось выделить в XIV горизонте возможно продуктивные его части на некоторых скважинах ими изученного района вблизи крупного Кариль-Лянгарского разлома [5].

Детально изучены материалы ГИС всех скважин восточного борта Бешкентского прогиба, и на основе их интерпретации выделены площади, скважины и интервалы возможно продуктивной части XIV горизонта. Результаты выполненных комплексных исследований позволяют сделать заключение, что первоочередными объектами для обнаружения залежей УВ-сырья, и, в частности, бессернистого газа являются меловые отложения Бузахур и Гузар.

Результаты исследования по выяснению механизма миграции, локализации УВ-сырья в меловых отложениях объясняет, как по пути миграции сероводородные примеси оседают в нижних меловых отложениях, а также имеют более вероятную локализацию под альбскими отложениями, в большей части на продуктивных горизонтах сеноманского периода горных пород.

Результаты геолого-геофизических и буровых работ показывают, что в меловых отложениях БХНГР имеются достаточное количество ловушек разного типа. Они выявлены как на Бухарской, так и на Чарджоуской ступенях. По обнаруженным в меловых отложениях согласно фактическим материалам уже обнаруженных, эксплуатируемых юрских месторождений можно характеризовать локальные антиклинальные поднятия, они отвечают всем требованиям к подготовляемым бурению структурам. Целесообразно проводить дополнительные изыскания по обоснованию и исследованию на площадях и других месторождениях по юрским отложениям, где имеются антиклинальные складки по меловым отложениям [7-9].

В 1992 и 1998 годах под руководством Б.Б. Ситдикова были выполнены исследования [3], в которых была обоснована региональная нефтегазоносность меловых отложений как Бухарской, так и Чарджоуской ступеней. В результате выделены десять перспективных площадей на открытие новых залежей.

Выводы и рекомендации. Для обоснования целесообразности исследований меловых отложений на Чарджоуской ступени приведем некоторые факты касательно Зевардинского месторождения. Месторождение оценивается потенциально перспективным на получение промышленных притоков из горизонтов меловых отложений. Здесь открыто крупное месторождение газа в верхнеюрских карбонатных отложениях. Ни на одной из пробуренных 26 скважин, меловые отложения не опробовались и не испытывались. Рекомендуется проведение испытания меловых отложений, как при дополнительных работах по скважинам, в момент ликвидации или проведения капитального ремонта скважины, так и в рамках других мероприятий.

Между тем на расположенных в пределах этой же Чарджоуской ступени структурах Учкыр, Гарби и Алат залежи газа, наряду с юрскими по-

родами, открыты и в меловых отложениях. На месторождении Учкыр они бессернистые, с запасами более 25 млрд. м³.

Структура Учкыр обосновано куполовидным антиклинальным поднятием, где обнаружены ловушки в меловых отложениях (XIV горизонт). Еще более крупные месторождения газа открыты в меловых отложениях соседнего Туркменистана (месторождение Гугуртли, запасы бессернистого газа около 40 млрд. м³).

Авторами рекомендуется исследование меловых отложений месторождения Зеварды, которое находится на территории Каганского района Кашкадарьинской области, в 50 км к югу от г. Мубарек.

В тектоническом отношении структура Зеварды приурочена к юго-восточной части Денгизкульского валообразного поднятия, осложняющего Чарджоускую ступень.

Рекомендуется заложение поисковой скважины с проектной глубиной 2100м, проектный горизонт - соляно-ангидритовая толща. Местоположение рекомендуемой параметрической скважины с целью выяснения возможной перспективности меловых отложений, нами определено в сводовой части ловушки (Рис. 2).

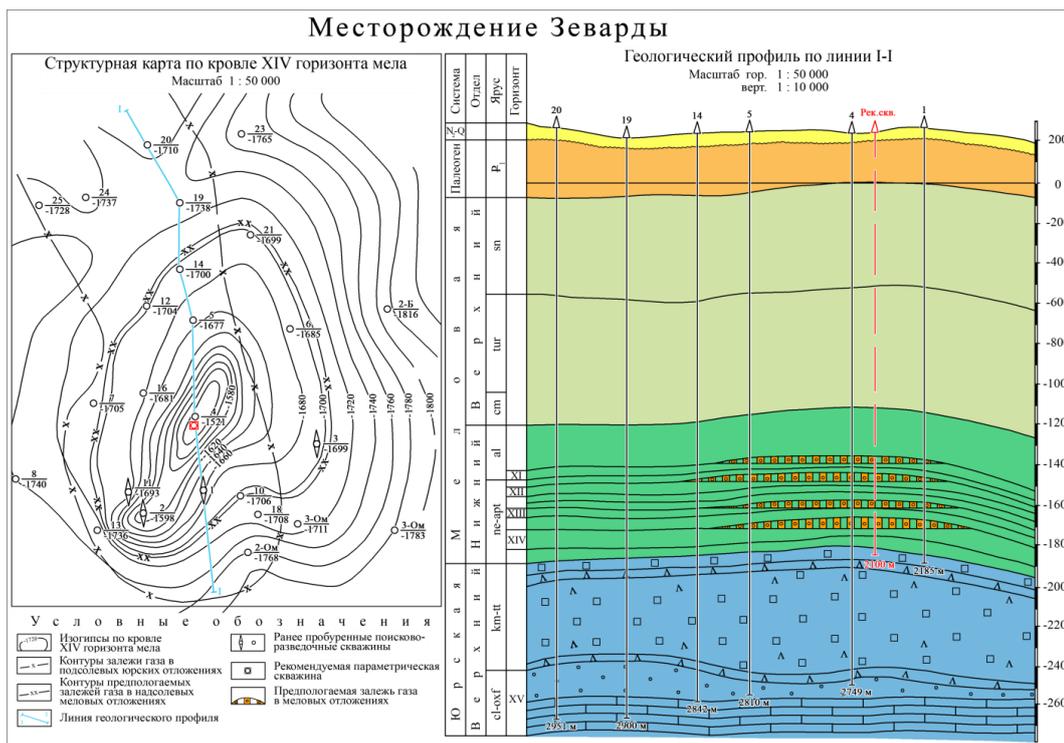


Рис. 2. Рекомендуемое место заложения параметрической скважины с целью обоснования многопластового месторождения в меловых отложениях на месторождении Зеварды

(Авторы: Хабибуллаев С.С., Умаров Ш.А., Каримов С.Х.)

Примечателен факт дисгармонии по надсолевым и подсолевым отложениям в строении разреза. Подсолевые отложения образуют два купола, вытянутых в субмеридиональном направлении, по надсолевым наблюдается только один купол брахианиклинального типа. Размеры его по замкнутой изогипсе XIV горизонта минус 1700 м, длина 7,5 км, ширина 5,4 км, высота 50 м. Согласно, этих данных, есть возможность указать на то, что на месторождении Зеварды в меловых отложениях имеется перспективные на бессернистый газ локальные ловушки [6].

Отметим, что в сводовой части структуры по меловым отложениям ранее были пробурены поисково-разведочные скважины №№1, 4 и 15 с целью выяснения продуктивности юрских отложений. Целесообразно бурить самостоятельную параметрическую скважину облегченной конструкции для опробования и испытания только меловых отложений. По прогнозу авторов параметрическая скважина обоснует возможности по газоотдаче ме-

ловых отложений и ответить на вопросы какие взаимоотношения на пересечении меловых и юрских отложений, а также есть основания на открытие многопластового месторождения с запасами газа не менее 15 млрд. м³.

В 1963 г. она была введена в поисково-разведочное бурение, скважина №2 оказалась первооткрывательницей месторождения (1968 г.). За период с 1963 по 1976 гг. пробурено 26 поисково-разведочных скважин, из них 15 скважин попали в контур газоносности. На 12-ти скважинах опробовано 53 объекта в карбонатных отложениях верхней юры.

Заключение. Следует отметить тот факт, что для меловых отложений характерны низкие пластовые давления. Поэтому для их вскрытия необходимо применить специальные промывочные жидкости – аэрированные, эмульсионные. Буровые растворы другого типа или с тяжелой смесью могут глубоко проникать в пласт и оттеснить углеводороды на десятки метров от ствола скважины. Факт проходки скважины без растворной технической водой в 1955 году на территории Узбекистане в своё время открыл новую эру в бурении.

Всё это свидетельствует о том, что на всей площади Чарджоуской ступени антиклинальные структуры по меловым отложениям нужно рассматривать как нефтегазоперспективные объекты для поисковых работ. О проведенных аналитических работах в направлении «поисковых исследований бессернистого газа в меловых отложениях» в региональном масштабе можно убедиться и проследить по результатам, представленные в трудах ученых нефтегазовой отрасли, в том числе, А.М. Акрамходжаева, А.Г. Бабаева, М.Э. Эгамбердиева, П.М. Усманова, Р.Р. Юсупова, Б.У. Нишанова, А.Н. Симоненко, Б.Б. Ситдикова, С.С. Хабибуллаева, Ш.А. Умаров и других.

Список литературы

1. Калинин М.К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. // «Недра», 1964.
2. Калинин М. К. Тайны образования нефти и горючих газов. // Недра. 1981.М. 192с.
3. Ибрагимов А.Г., Фортунатова Н.К., Суннатов М.С. Перспективы открытия залежей бессернистого газа в меловых отложениях Бешкентского прогиба Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области. // Геология нефти и газа. №5. Ташкент. 2013.
4. Парпиев М.В. Сероводородо-содержащие газы и закономерности их распространения в Западном Узбекистане. // Узбекский журнал нефти и газа. № 2. Ташкент. 2000.
5. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Шахвали А. Юрский карбонатный комплекс юго-востока Туранской плиты, строение и нефтегазоносность. // Известия вузов. Геология и разведка. № 4.1998.
6. Хабибуллаев С.С., Хайитов Н.Ш., Каримов С.Х., Маруфов Ф.Ф. Перспективы освоения потенциально продуктивных горизонтов меловых отложений Чарджоуской ступени. // Материалы Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и инновационные методы и технологии освоения углеводородного потенциала недр».АО «ИГИРНИГМ». Издательство «Навруз». Ташкент.2019. с.79-84.
7. Умаров Ш.А., Хабибуллаев С.С., Нестерова Л.И., Авазова Г.Д. Карбонатные отложения юрского возраста на прибортовых зонах Сурхандарьинской мегасинклинали – наиболее перспективные объекты поисково-разведочных работ на углеводородное сырьё Республики Узбекистан. // Нефтяная провинция. 2021. № 3(27). с.1-12. <http://www.vkro-raen.com>. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.1-12>
8. Умаров Ш.А., Хабибуллаев С.С., Хакимзянов И.Н., Нестерова Л.И. Методологические основы геологического моделирования недр Узбекистана на примере рассмотрения и использования модуля «Интегральная геология». Журнал «Нефтяная провинция». №2 (30). 2022.<https://doi.org/10.25689/NP.2022.2.19-43>. EBSCO
9. Хабибуллаев С.С., Умаров Ш.А., Нестерова Л.И., Урманов А.Х. Применение модуля «Интегральная геология» при геологическом моделировании и его место в процессе формирования критического мышления (анализа) специалиста геологической отрасли Республики Узбекистан. // Международная научно-практическая конференция «Решение Европейского союза о декарбонизации. Год спустя». Республика Татарстан. Казань. 2022. ТГРУПАО «Татнефть».

References

1. Kalinko M.K. Main regularities of oil and gas distribution in the Earth crust. // Nedra. 1964. (in Russian)
2. Kalinko M. K. K. Secrets of formation of oil and combustible gases. // Nedra. 1981. M. 192p. (in Russian)
3. Ibragimov A.G., Fortunatova N.K., Sunnatov M.S. Prospects of discovery of sulfur-free gas deposits in Cretaceous sediments of Beshkent trough of Bukhara-Khiva oil-gas bearing area. // Geology of oil and gas. №5. Tashkent. 2013. (in Russian)
4. Parpiev M.V. Sulfur-containing gases and patterns of their distribution in Western Uzbekistan. // Uzbek Journal of Oil and Gas. № 2. Tashkent. 2000. (in Russian)
5. Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Guriy A.G., Shakhvali A. Jurassic carbonate complex of southeast Turan plate, structure and oil and gas content. // IzvestiaVuzov. Geology and Exploration. № 4. 1998. (in Russian)

6. Khabibullayev S.S., Khayitov N.Sh., Karimov S.Kh., Marufov F.F. Prospects of development of potentially productive horizons of Cretaceous deposits of Chardzhou stage. // Proceedings of the International Scientific-Practical Conference "Actual problems of oil and gas geology and innovative methods and technologies of development of hydrocarbon potential of the bowels". JSC "IGIRNIGM". Publishing house "Navruz". Tashkent. 2019. p.79-84. (in Russian)
7. Umarov Sh.A., Khabibullaev S.S., Nesterova L.I., Avazova G.D. Carbonate sediments of Jurassic age in the dabort zones of Surkhandaryamegasyncline - most promising objects of prospecting and exploration for hydrocarbon raw materials of Uzbekistan. // Oil Province. 2021. № 3(27). p. 1-12., <http://www.vkro-raen.com>. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.1-12>. (in Russian)
8. Umarov Sh.A., Khabibullaev S.S., Khakimzyanov I.N., Nesterova L.I. Methodological bases of geological modeling of subsoil of Uzbekistan on an example of consideration and use of module "Integral geology". Journal "Oil province". №2 (30). 2022. <https://doi.org/10.25689/NP.2022.2.19-43>. EBSKO. (in Russian)
9. Khabibullaev S.S., Umarov Sh.A., Nesterova L.I., Urmanov A.Kh. Application of the module "Integral geology" in geological modeling and its place in the process of forming of critical thinking (analysis) of a specialist in the geological industry of the Republic of Uzbekistan. // International scientific and practical conference "Decision of the European Union on Decarbonization. One year later". Republic of Tatarstan. Kazan. 2022. TGRU PJSC "Tatneft". (in Russian)

Сведения об авторах

Хабидуллаев Сайдагзам Сайдахматович, главный специалист Министерства горной промышленности и геологии Республики Узбекистан.

Узбекистан, 100063, г. Ташкент, ул. Тараса Шевченко, 11

E-mail: saidoas@yandex.ru

Умаров Шахзод Акбарович, кандидат технических наук, зав. отделом Навоийского отделения Академии Наук РУз.

Узбекистан, 210100, г. Навои, ул. Галаба, 170

E-mail: shakhumarov@gmail.com

Мирзаев Абдураззок Умирзакович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Председатель Навоийского отделения Академии наук

Узбекистан, 210100, г. Навои, ул. Галаба, 170

E-mail: mabdurazzok@mail.ru

Хакимзянов Ильгизар Нургизарович, доктор технических наук, заведующий лабораторией отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, доцент, профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений» Филиал УГНТУ в г. Октябрьском

Россия, 423236, г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40

E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Authors

S.S. Khabibullaev, Head Expert, The Ministry of Mining and Geology of the Republic of Uzbekistan.

11, Taras Shevchenko st., Tashkent, 100063, Uzbekistan

E-mail: saidoas@yandex.ru

Sh.A. Umarov, candidate of technical sciences, Head of Department, Navoi Branch of the Academy of Sciences

170, Galaba st., Navoi, 210100, Uzbekistan

E-mail: shakhumarov@gmail.com

A.U. Mirzaev, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Chairman of the Navoi Branch of the Academy of Sciences of the Republic of Uzbekistan

170, Galaba st., Navoi, 210100, Uzbekistan

E-mail: mabdurazzok@mail.ru

I.N. Khakimzyanov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of the Laboratory of the Oil Field Development Department TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT; Professor at the Department of Oil and Gas Field Exploration and Development Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky

40, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation

E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 19.04.2023

Принята к публикации 15.06.2023

Опубликована 30.06.2023