

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.31-51>

EDN AXNJAB

УДК 553.98(575.1)

Особенности геологического строения и перспективы на нефть и газ меловых отложений Чарджоуской ступени

¹Хожиев А.Ж., ¹Шоймуротов Т.Х., ²Хакимзянов И.Н.

¹ГУ «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений»

Министерства горнодобывающей промышленности и геологии

Республики Узбекистан, Ташкент, Узбекистан

²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,

Альметьевск, Россия

Features of the geological structure and oil and gas prospects of the Cretaceous deposits of the Chardzhou stage

¹A.Zh. Khozhiev, ¹T.Kh. Shoimurotov, ²I.N. Khakimzyanov

¹ State Institution «Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields»

of the Ministry of Mining and Geology of the Republic of Uzbekistan, Tashkent, Uzbekistan;

²TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft, Almetievsk, Russia

E- mail: igirnigm@ing.uz

Аннотация. В статье рассмотрены геологические предпосылки нефтегазоносности меловых отложений Чарджоуской ступени Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона, которые являются одним из перспективных и одновременно малоизученных объектов. На основе интерпретации геолого-геофизических материалов и результатов пробуренных скважин, а также изучения гидродинамических условий подземных вод меловых отложений выявлены участки, наиболее характерные с точки зрения аккумуляции углеводородов в разнообразных ловушках, связанные с тектоническим, литологическим и гидродинамическим экранами. Установлены возможности расширения перспективных площадей в разрезе меловых отложений и оценен их потенциал.

Ключевые слова: Чарджоуская ступень, площадь, структура, мел, отложения, горизонт, формация, миграция, углеводород, залежь, потенциал

Для цитирования: Хожиев А.Ж., Шоймуротов Т.Х., Хакимзянов И.Н. Особенности геологического строения и перспективы на нефть и газ меловых отложений Чарджоуской ступени // Нефтяная провинция. -2026.-№2(46).-С. 31-51. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.31-51>. - EDN AXNJAB

Abstract. This article examines the geological preconditions for the oil and gas potential of the Cretaceous deposits of the Chardzhou stage of the Bukhara-Khiva oil and gas region, which represent a promising yet understudied target. Based on the interpretation of geological and geophysical data and the results of drilled wells (well logging, core samples, and well testing), as well as a study of the hydrodynamic conditions of groundwater in the Cretaceous deposits, areas most characteristic of hydrocarbon accumulation in various traps associated with tectonic, lithological, and hydrodynamic screens were identified. Potential for expanding promising areas in Cretaceous strata sections is identified, and their potential is assessed.

Key words: *Chardzhou stage, area, structure, chalk, sediments, horizon, formation, migration, hydrocarbon, deposit, potential*

For citation: A.Zh. Khozhiev, T.Kh. Shoimurotov, I.N. Khakimzyanov Osobennosti geologicheskogo stroeniya i perspektivy na neft' i gaz melovykh otlozheniy Chardzhouskoy stupeni [Features of the geological structure and oil and gas prospects of the Cretaceous deposits of the Chardzhou stage]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(46), 2026. pp. 31-51. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.31-51>. EDN AXNJAB (in Russian)

Введение. Мировая практика геологоразведочных работ на нефть и газ показала, что в хорошо изученных нефтегазоносных бассейнах и регионах, как правило, наблюдается многоэтажное размещение залежей углеводородов (УВ). Подобное явление наблюдается и в истории развития поисково-разведочных работ Амударьинского нефтегазоносного бассейна. В частности, в 50-60 годах прошлого века роль главного поискового объекта играли меловые отложения Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона (БХНГР). Позднее стратиграфический диапазон нефтегазоносности расширился за счет юрских отложений: в начале юрской карбонатной формации (КФ), позднее юрской терригенной формации (ТФ), которые в настоящее время являются основными источниками УВ-сырья в нефтегазодобыче Узбекистана.

В рамках исследуемой площади, а также смежной территории Амударьинской впадины (Бухарской, Чарджоуской, Багаджинской ступени и Мургабский прогиб), рассматриваемые образования изучены достаточно полно,

причем на многих площадях в них обнаружены залежи нефти и газа. В начале второй половины XX в. на территории БХНГР почти одновременно обнаружен ряд месторождений, что подтвердило справедливость вывода о региональной продуктивности юрских карбонатных и нижнемеловых отложений. Вместе с тем все более и более обращала на себя внимание 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 толща распространена повсеместно, а мощность ее составляет 400–1000 м) выяснилось, что здесь на абсолютном большинстве месторождений продуктивна только КФ юры.

Опираясь на эти факты, многие исследователи утвердились во мнении, что в БХНГР продуктивны только юрские отложения, а залежи, размещающиеся в меловых отложениях, образовались либо латерально вдоль подошвы соляно-ангидритовой формации (САФ), либо сместились в зону их выклинивания и здесь насытили нижнемеловые отложения. Соответственно, одним из заключений по изучению нефтеносности и газоносности данного региона явился вывод о производящей природе только юрских образований и вторичности всех залежей, размещающихся в меловых отложениях.

Со временем информативный материал по меловым отложениям пополнился новыми многочисленными данными, полученными не только по БХНГР, но и по всему Амударьинскому нефтегазоносному бассейну. Наиболее существенным фактом по Амударьинскому бассейну следует считать открытые здесь большой группы крупных (Байрамали, Шехитли-Джуджукли, Фараб, Яшлар) и уникальных (Шатлык, Даулетабад-Донмез) месторождений УВ-сырья, расположенных в меловых отложениях, причем

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

Амударьинской впадины

Стратиграфическая приуроченность	Зоны малых мощностей или полного выклинивания соляно-ангидритовой формации	Зоны регионального распространения мощной толщи соляно-ангидритовой формации
Верхний мел	Газли, Ташкудук, Акджар, Калтакыр, Чальджульба, Дарваза, Шиих, Такыр, Топджульба, Чашхын, Атабай	Карабиль, Гельчешме, Карачоп
Нижний 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, Ёркин, Купук, Такыр, Топджульба, Гиммерли, Чашхын, Атабай, Сакарчага, Джералтакыр и др.	Гарбий Тошли, Шаркий Тошли, Кувачи-Алат, Ислам, Ачак, Наип, Байрамали, Шарапли, Кели, Шатлык, Майское, Марыйское, Шехитли-Джуджукли, Беурдешик, Фараб, Яшлар, Даулетаб-Донмезское и др.

Таким образом, становится еще более очевидной необходимость опосредования меловых отложений на каждой структурной и литологической ловушке, независимо от того, залегают они непосредственно на продуктивной карбонатной толще или на мощной толще САФ.

Степень изученности проблемы. Из многочисленных исследований, характеризующих перспективы нефтегазоносности меловых отложений БХНГР, особого внимания заслуживают научные отчеты и публикации А.М. Акрамходжаева, В.П. Алексеева, А.Г. Бабаева, Р.А. Габрильян, З.С. Ибрагимова, А.Г. Ибрагимова, Х.К. Исматуллаева, А.К. Каримова, И.В. Кушнирова, Х.Х. Миркамалова, Б.У. Нишанова, К.А. Сотириади, Б.Б. Ситдикова, М.Э. Эгамбердыева, А.Х. Нугманова, Б.С. Хикматуллаева Т.Х. Шоймуротова, Б.И. Хожиева, Н.Ш. Хайитова, М.С. Суннатова и др.

Следует отметить, что практически все исследователи, изучавшие нефтегазоперспективность меловых отложений региона отмечают недооцененность потенциала этих отложений на УВ. Очевидно, низкая эффективность поисков залежей нефти и газа в меловых отложениях обусловлена низкой их изученностью.

В настоящее время о нефтегазоперспективности меловых отложений существуют несколько представлений. В 1977 году группа ученых ИГИР-НИГМ (М.А. Акрамходжаев, А.Г. Бабаев, М.Э. Эгамбердыев) обосновали наличие самостоятельных нефтегазоматеринских свит в отложениях мела. В частности отложения неокома Западного и Южного Узбекистана (валанжин и барремские ярусы) по литофациальным и геохимическим условиям формирования рассматривают в целом как нефтегазоматеринские [1]. Однако по результатам дальнейших исследований А.М. Акрамходжаев и Ш.С. Саидходжаев (1985 г.) по изучению химико-битуминологического генезиса меловых отложений пришли к мнению, что в целом породы неокома характеризуются относительно низким содержанием органических веществ (ОВ) от 0,11 до 0,57 %, соответственно плотность эмиграции УВ с 1 кв.км в неокомских отложениях рассеяна и процессы эмиграции в пределах анализируемой территории протекали очень низко, то есть здесь нефтематеринские свиты отсутствуют [2]. Этим самым мнения специалистов разделились.

Чуть позже, И.С.Старобинец (1992 г.) исследуя особенности формирования УВ-залежей в надсолевых отложениях, получил доказательство единства процесса формирования УВ скоплений и аномальных геохимических полей в надсолевом комплексе за счет перетока УВ из подсолевого комплекса [3].

В 1998 году Б.Б.Ситдиков, изучая формирование УВ-залежей в меловых отложениях, допускает возможность за счет двух разных и независимых друг от друга источников нефти и газа: за счет собственного генетического

потенциала меловых отложений и за счет перетока УВ из нижележащих юрских отложений. Такой переток возможен не только в районах ухудшения экранирующего качества САТ, но и на других участках, где имеются разломы, пересекающие весь мезозойский разрез. Так, на Бухарской ступени возникновение месторождений в верхнем и нижнем мелу связывается с перераспределением скоплений газа в верхнеюрской карбонатной толще. Миграция происходит в направлении к северо-западу от Учбаш-Каршинской флексурно-разрывной зоны, концентрируются в зоне отсутствия флюидоупора между юрой и мелом [4]. С аналогичных позиций перспективы нефтегазоносности меловых отложений рассматривались А.Х. Нугмановым [5].

В 2013 году А.Г. Ибрагимов, Н.К. Фортунатова и М.С. Суннатов провели анализ формирования залежей газа в XIV горизонте Чарджоуской (месторождение Бузахур) и Богаджинской ступени (месторождения Давлатабад-Донмез, Шехитли-Джутжукли, Фараб), на которые обычно ссылаются сторонники самостоятельности нефтегазообразования в мелу, и пришли к выводу, что залежи в этих месторождениях сформировались за счет перетока газа из юрских отложений посредством разрывных нарушений [6].

Такая же ситуация отмечена и в зоне развития Лянгаро-Караильского разлома и узлов их пересечений Т.Х. Шоймуротовым (2022 г.), где пьезометрические напоры в юрских карбонатных отложениях понижаются с 1096 м (пл. Караиль) до 800-900 м (пл. Бузахур). Если допустить, что направление падения напоров совпадает с направлением горизонтальной миграции УВ, то можно предположить, что в данной флексурно-разрывной зоне горизонтальная миграция УВ сменилась вертикальной, что, возможно, способствовало перетоку флюидов из отложений одного стратиграфического комплекса в другой. Подтверждением могут служить результаты химического анализа проб воды, отобранные из XII и XIV горизонтов меловых отложений пл. Бузахур, где они представлены слабыми рассолами (98,8-

114,6 г/л) хлоридно-кальциевого типа, с повышенными значениями растворенных ОВ, характерных для юрского водонапорного комплекса [7, 8].

Исходя из вышеизложенного, следует отметить, что при изучении меловых отложений в регионе специалисты не пришли к единому мнению, в результате чего они пришли к выводу, что продуктивность меловых отложений осуществлялась в двух разных условиях. В связи с этим возникла необходимость пересмотра перспектив нефтегазоносности меловых отложений в данном исследовании.

Результаты исследования. Чарджоуская ступень является составной частью Амударьинской синеклизы и располагается между Бухарским и Амударьинским региональными разломами. В ее пределах выделяются Кульбешкакское, Кандымское, Денгизкульское, Испанлы-Чандырское, Кутакское поднятия и Биргуртлинский, Каракульский, Кушабский, Бешкентский прогибы (Рис. 1).

Мезозойские отложения Чарджоуской ступени 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 2500 до 4500 м и выше.

Меловые отложения рассматриваемой территории сложены тремя последовательно сменяющими друг друга во времени толщами: неоком-аптской, альб-сеноманской, турон-сенонской, сформировавшимися в процессе непрерывно нарастающей по масштабу трансгрессии, общая мощность варьирует от 1500 до 1900 м. [1, 7].

В объеме неоком-апта прослеживаются: карабильская, альмурадская (XIV горизонт), кызылташская (XIII горизонт), окузбулакская и калигрекская (XII горизонт) свиты, представленные в основном красноцветными песчаниками, алевролитами и глинами, расслоенными несколькими

невыдержанными по простиранию горизонтами мелкогалечных конгломератов.

Начало раннемелового этапа характеризовалось дальнейшим распространением общих погружений, охвативших обширные пространства эпигерцинской платформы. Нисходящие движения характеризуются спокойным режимом. На исследуемой территории происходит накопление преимущественно континентальных и лагунных образований. Встречаются единичные прослои морского происхождения, что свидетельствует о кратковременном проникновении морских вод.

Морской режим вновь был установлен в начале барремского века (окузбулакская свита) и продолжался в течение всего мелового периода. Аптский век характеризуется расширением морского бассейна с устойчивым режимом. Происходит накопление песчано-глинистых пород и оолитовых известняков.

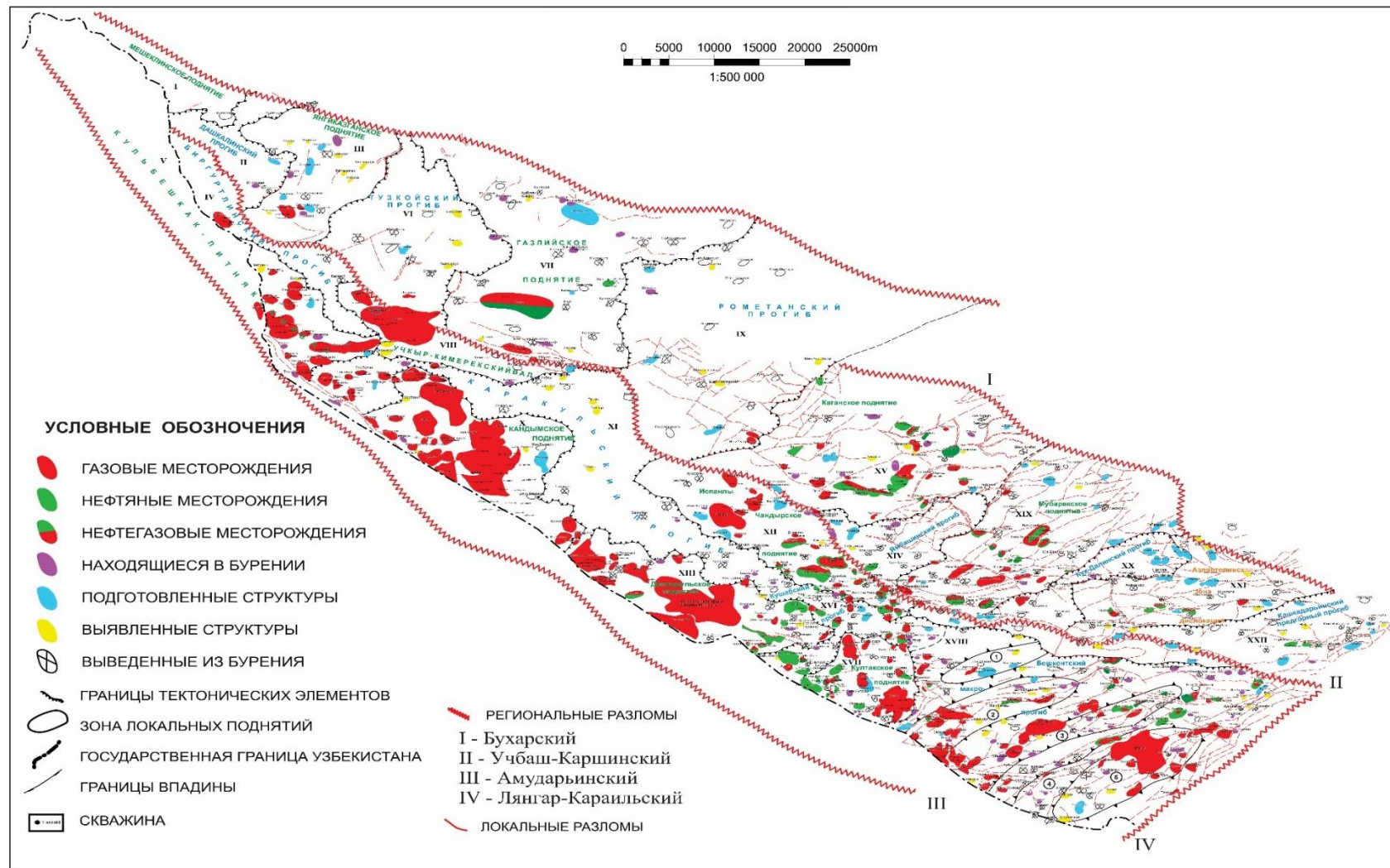


Рис. 1. Схематическая тектоническая карта Бухаро-Хивинского региона с размещением месторождений нефти и газа и перспективных площадей

Средняя часть мелового разреза (альб-сеноман) характеризуется преимущественно глинистым составом нижней секции разреза и песчаным верхней. В верхней части альбских отложений размещается вторая песчаная пачка, включающая прослой известняков-ракушечников и серых глин (XI горизонт). В подошве сеномана выделяется X горизонт, а в верхней его части – IX. Оба горизонта состоят в основном из песчаников и песков. Выше IX горизонта располагается глинисто-песчаная пачка с прослоями песков и песчаников, охватывающая отложения турона и большую часть сенона.

Верхняя часть мелового разреза объединяет отложения от верхнесенонских до датских включительно (VIII-VII горизонты). В отличие от нижней красноцветной молассовой и средней терригенно-глауконитовой формаций, она представлена породами существенно неоднородного генезиса. Наряду с морскими, здесь развиты типично лагунные образования, а на периферии зон осадконакопления встречаются и отложения континентального генезиса. Именно эта пестрота фациальных условий осадконакопления обусловила гетерогенность петрографического состава пород. Здесь мы встречаем глины и известняки, несомненно морского генезиса, но наряду с ними и загипсованные глины, песчаники, довольно мощные (до 25–30 м) прослой гипсов или ангидритов, красноцветные песчаники и глины, в одних случаях с бесспорной морской фауной, в других – с фауной пресноводных остракод, в-третьих – без фауны. Эта толща накапливалась в мелководных водоемах, соленость которых прогрессивно повышалась. Временами она достигала величин, свойственных соленым лагунам. Поэтому для осадков этой части мелового разреза характерны такие аутигенные минералы как целестин, ангидрит, гипс, доломит. Эта часть мелового разреза выделена в качестве лагунной формации.

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. При этом следует отметить, что прогнозные ресурсы УВ в меловых отложениях Чарджоуской ступени оцениваются (Ситдилов Б.Б. и др., 1998, 2010 гг.) в объеме 600 млн т.у.т., в том числе 560 млрд м³ бессернистого газа и 40 млн т нефти и конденсата [4]. В общих промышленных запасах углеводородов БХНГР доля меловых отложений составляет 19 %, а юрских 81 %.

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 главного нефтегазоносного объекта играют разные стратиграфические комплексы: в узбекской части – юрские, а в соседней туркменистанской – 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 предполагаем, 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 27-ти выявленных в меловых отложениях БХНГР месторождений на 13-ти месторождениях залежи нефти и газа выявлены в обоих стратиграфических комплексах (Табл. 2). В меловых отложениях этих месторождений общие запасы углеводородов 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 м³), 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 Учаджи, Бешкызыл и Гугуртли). На этих месторождениях общие балансовые запасы газа составили: в меловых отложениях – 663 млрд м³, а в юрских почти в четыре раза меньше – 147 млрд м³.

Таблица 2

*Месторождения нефти и газа, связанные с юрскими и меловыми отложениями
Бухаро-Хивинского нефтегазоносного 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
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	Учкыр	28 153	-	527	28 680	16 294	-	497	16 791
8	Юлдузкак	281	-	-	281	371	-	-	371
9	Янгиказган	6 421	-	107	6 528	1 988	-	23	2 011
10	Западный Юлдузкак	20	166	-	186	5	30	-	35

№	Месторожде- ния	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
11	Восточный Ташлы	-	5 324	-	5 324	764	463	-	1 227
12	Западный Ташлы	-	3 178	-	3 178	-	1 492	-	1 492
13	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

Все вышеизложенное о соотношении запасов в меловых и юрских отложениях дает нам основание для предположения о том, что в БХНГР при целенаправленном опойсковании 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, Култук, Камаши, Бешкент, Шуртан, Северный Нишан 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. Хотя более четкая и бесспорная закономерность проявлена в контроле меловых залежей структурами второго и третьего порядка. В БХНГР 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, Мубарекское, Азляртепинское 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 (Гарби, Учкыр и Алат-Кувачи). Но и здесь, так же 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.

С целью обоснования вышеприведенных выводов и дополнительно аргументировать их другими методами нами были изучены гидродинамические условия подземных вод нижнемеловых отложений Чарджоуской ступени, а также их влияние на формирование и скопление УВ-залежей.

По результатам гидродинамического анализа с учетом вновь накопленных данных по пьезометрии нижнемелового водонапорного комплекса, установлена гидродинамическая обстановка на данной территории. Определены основное и локальное направление движения подземных вод, изменения градиентов пластовой фильтрации, наличие участков с низкой и высокой потенциальной энергией пластовых вод и т.п. Полученные данные были дополнены указаниями на благоприятность для нефтегазонакопления на основе ряда гидродинамических факторов, такие как: скорости движения подземных вод; малые гидродинамические уклоны; резкое изменение направления подземного потока; наличие зон пьезоминимумов, замкнутые и незамкнутые гидродинамические зоны с расчётными данными коэффициентов затруднённости водообмена. По результатам этих характеристик и комплексного гидродинамического анализа были выделены наиболее перспективные локальные площади с рассмотрением отдельных вероятных участков скопления залежей УВ в пределах Чарджоуской ступени (Рис. 3).

По гидродинамическим параметрам нижнемеловых отложений территории в районе восточного фланга Денгизкульского поднятия, отмечается резкий перепад приведенных напоров от месторождения Алан (2747 м) к

месторождениям Сев. Уртабулак и Памук (709 м и 431 м). Районы этих площадей характеризуются наиболее высокими значениями гидравлических уклонов и скоростей фильтрации пластовых вод, на участке от площади Алан к площади Сев. Уртабулак гидродинамические параметры составляют: $i_{\phi} = 58$ (уклон) м/км, $V_{\phi} = 3,6$ см/год (скорость фильтрации), $\Psi = 1,1$ (коэф. затрудненности). В западном и северо-западном направлениях значения этих параметров постепенно падают: от площади Уртабулак к площади Денгизкуль $i_{\phi} = 7,4$ м/км, $V_{\phi} = 2,3$ см/год, $\Psi = 1,6$; от Денгизкуля в сторону Сев. Шады: $i_{\phi} = 3$ м/км, $V_{\phi} = 0,9$ см/год, $\Psi = 4,2$. Далее в западном направлении от Сев. Шады к площади Алат: $i_{\phi} = 1,68$ м/км, $V_{\phi} = 0,53$ см/год, $\Psi = 7,2$; и Сев. Сюзьма к площади Гугуртли: $i_{\phi} = 0,5$ м/км, $V_{\phi} = 0,07$ см/год, $\Psi = 52,8$.

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. 3).

Таким образом, распределение энергии потенциметрической поверхности пластовых вод мелового водонапорного комплекса исследуемой территории показывает, что основное направление движения подземного потока пластовых вод, следовательно, и остальной части флюидов, имеет

направление с юга и юго-востока на север и северо-запад, где выявлены локальные участки, соответственно, с низкой и высокой энергиями потока и изменениями в направлении течения подземных вод на фоне общегидродинамического режима.

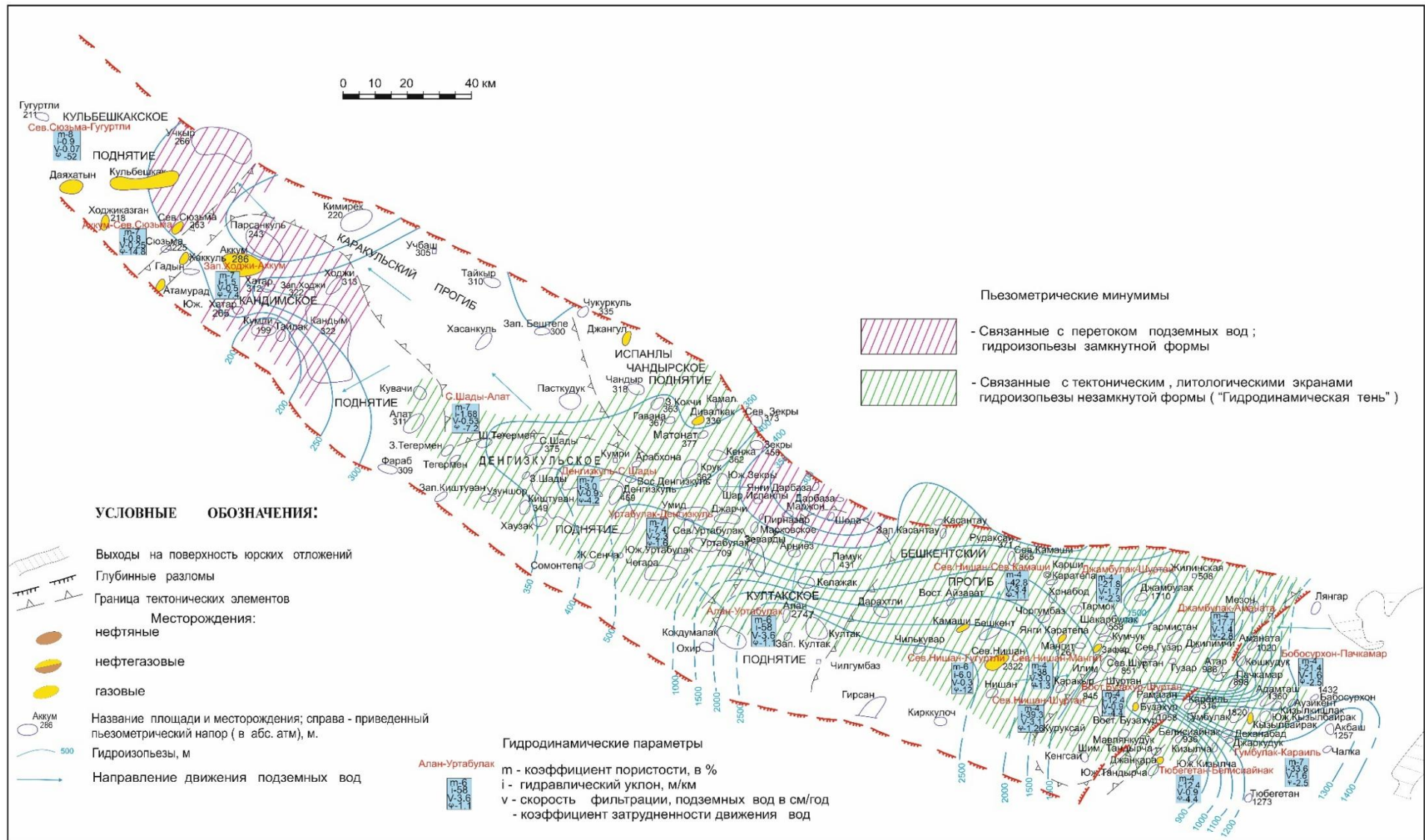


Рис. 3. Схематическая гидродинамическая (гидроизопьез) карта нижнемеловых отложений Чарджоуской ступени

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 поднятия), 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.

Выводы. Таким образом, выяснено, что потенциальные возможности меловых отложений БХНГР далеко еще не исчерпаны. Показано, что имеется реальная возможность значительного расширения их перспективной площади за счет территории Чарджоуской ступени. На этой территории 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 м³ газа и 40 млн т нефти с конденсатом.

Изучением геологических особенностей меловых отложений Чарджоуской ступени и комплексного статистического анализа существующих положительных геологических факторов нефтегазоносности нижнемелового разреза, а также на основе гидродинамического исследования обоснованы перспективы продуктивности отдельных площадей и участков исследуемой территории.

Наличие всех этих факторов в меловых отложениях Чарджоуской ступени уже доказано открытием 3-х месторождений. Далее нужно развивать ГРП, 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. Старобинец И.С., Ибрагимов З.С., Сиражитдинов Д. К вопросу о размещении и формировании залежей нефти и газа на территории Бухаро-Хивинской области // Нефтегазовая геология и геофизика. -М.:1971, № 5. -С. 17-21.
4. Ситдилов 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.
5. Нугманов А.Х. Тектонически экранированные ловушки в юрских отложениях Западного Узбекистана – перспективное направление ГРП // Узбекский журнал нефти и газа. Ташкент, 2015 (спец. выпуск). -С. 111-116.
6. Ибрагимов А.Г., Фортунатова Н.К., Суннатов М.С. Перспективы открытия залежей бессерного газа в меловых отложениях Бешкентского прогиба Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. -М.: 2013. № 3. -С. 28-33.
7. Шоймуротов Т.Х. Автореферат диссертации доктора геолого-минералогических наук. Ташкент, 2018. -С. 46-47.
8. 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.
9. Бабаев А.Г. Геотектоническая история Западного Узбекистана и региональные закономерности размещения скоплений нефти и газа. Л.: Недра, 1966.-С. 8-15.
10. 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 // Tashkent, Fan Publishing House, 1976. -Pp. 73-78. (in Russian)
3. Starobinets I.S., Ibragimov Z.S., Sirazhitdinov D. On the issue of the location and formation of oil and gas deposits in the territory of the Bukhao -Khiva region // Oil and Gas Geology and Geophysics. -M.: 1971, No.5. -Pp. 17-21. (in Russian)
4. 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». -Pp. 133. (in Russian)
5. Nugmanov A.Kh. Tectonically screened traps in the Jurassic deposits of Western Uzbekistan – a promising direction of geological exploration // Uzbek journal of oil and gas. Tashkent, 2015 (special issue). -Pp. 111-116. (in Russian)

6. Ibragimov A.G., Fortunatova N.K., Sunnatov M.S. Prospects for the discovery of sulfur-free gas deposits in the Cretaceous deposits of the Beshkent trough of the Bukhara -Khiva oil and gas region // Geology of oil and gas. -М.: 2013, No.3. -Pp. 28-33. (in Russian)
7. Shoimurotov T.Kh. Dissertation abstract for doctor of geological-mineralogical sciences. Tashkent, 2018. -Pp. 46-47. (in Russian)
8. 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)
9. Babaev A.G. Geotectonic history of Western Uzbekistan and regional patterns of oil and gas accumulations. L.: Nedra, 1966. -Pp. 8-15. (in Russian)
10. 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, -Pp. 12-14. (in Russian)

Сведения об авторах

Хожиев Азиз Жумамуродович, старший научный сотрудник ГУ «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» (ГУ «ИГИРНИГМ») Министерства горнодобывающей промышленности и геологии Республики Узбекистан
Узбекистан, 100069, г. Ташкент, Мирзо-Улугбекский район, ул. Олимлар, 64
E-mail: igirnigm@ing.uz

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

Хахимзянов Ильгизар Нургизарович, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник управления разработки отдела проектирования разработки нефтяных месторождений, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. 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

Authors

A.Zh. Khozhiev, senior researcher of the State Institution «Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields» (State Institution «IGIRNIGM») of the Ministry of Mining and Geology of the Republic of Uzbekistan

64 Olimlar St., Mirzo-Ulugbek district, Tashkent, 100069, Uzbekistan

E- mail: igirnigm@ing.uz

T.Kh. Shoimurotov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Scientific Advisor of the State Institution «Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields» (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., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation

E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 01.05.2026

Принята к публикации 24.06.2026

Опубликована 30.06.2026