

УДК: 553.98.041:556.3:551.73(575.1); <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-2.03>  
<https://orcid.org/0009-0000-7159-430X>  
<https://orcid.org/0009-0006-8190-7035>  
<https://orcid.org/0009-0006-1867-0979>  
<https://orcid.org/0000-0003-1339-7193>

## ПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ УЗБЕКИСТАНА – РЕЗЕРВ ПОИСКА НЕФТИ И ГАЗА



**Т.Х. ШОЙМУРАТОВ<sup>1</sup>**,  
доктор геол.-мин. наук,  
главный консультант,  
[shoymurotovtuychi@mail.ru](mailto:shoymurotovtuychi@mail.ru)



**И.С. ТОГАЕВ<sup>2</sup>**,  
PhD, доцент,  
зав. кафедрой геологии,  
[togaev\\_is@mail.ru](mailto:togaev_is@mail.ru)



**Қ.Ә. ҚОСАРБАЙ<sup>3</sup>**,  
доцент,  
ассоц. профессор,  
[koseke53@mail.ru](mailto:koseke53@mail.ru)



**Ж.Б. БЕКЕШОВА<sup>3,4</sup>**,  
постдокторант, руководитель  
службы геологии и разведки,  
[zhbekeshova@mail.ru](mailto:zhbekeshova@mail.ru)

<sup>1</sup>ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ,  
Республика Узбекистан, 100000, Ташкент, Мирзо-Улугбекский район, ул. Олимлар, 64

<sup>2</sup>НАЦИОНАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ УЗБЕКИСТАНА,  
Республика Узбекистан, 100000, Ташкент, Алмазарский район, ул. Университетская, 4

<sup>3</sup>НАО «КАСПИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИИ И ИНЖИНИРИНГА ИМ. Ш. ЕСЕНОВА»,  
Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000, Актау, 32 мкр.

<sup>4</sup>ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОПТИМУМ»,  
Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000, Актау, 3 мкр., зд. 23

*Рассматриваются гидрогеологические факторы нефтегазоносности палеозойских отложений Узбекистана. Установлены инверсия минерализации и пластового давления в подошвенной части юрских и кровле палеозойских отложений, а также увеличение значения  $V/Br$ -соотношений, концентрации  $NH_4$  и  $Ne$  в пластовых водах. Изменения этих параметров приняты как показатель высокотермальных флюидов по глубинным разломам, который получил свое подтверждение в пределах отдельных тектонических элементов и локальных структур нефтегазоносных регионов Узбекистана.*

*Сделан вывод, что увеличение  $V/Br$  отношения и появление инверсионных вод являются признаком процессов нефтегенерации, продолжающихся в настоящее время, а также нахождения скоплений УВ в более глубоких горизонтах геологического разреза, т.е. в палеозойских отложениях.*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** Узбекистан, палеозой, отложения, пластовая вода, скважина, структура, площадь, миграция, генерация, нефтегазоносность.

## ПАЛЕОЗОЙ ШӨГІНДІЛЕРІ – ӨЗБЕКСТАНДАҒЫ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ІЗДЕУ РЕЗЕРВІНДЕ

**Т.Х. ШОЙМУРАТОВ**<sup>1</sup>, геол.-мин. ғылымдарының докторы, бас кеңесші,  
[shoymurotovtuychi@mail.ru](mailto:shoymurotovtuychi@mail.ru)

**И.С. ТОГАЕВ**<sup>2</sup>, PhD, доцент, геология кафедраның меңгерушісі, [togaev\\_is@mail.ru](mailto:togaev_is@mail.ru)

**Қ.Ә. ҚОСАРБАЙ**<sup>3</sup>, доцент, қауымдастырылған профессор, [koseke53@mail.ru](mailto:koseke53@mail.ru)

**Ж.Б. БЕКЕШОВА**<sup>3,4</sup>, постдокторант, геология және барлау қызметінің басшысы,  
[zhbekeshova@mail.ru](mailto:zhbekeshova@mail.ru)

<sup>1</sup>ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ МҰНАЙ МЕН ГАЗ КЕНОРЫНДАРЫН БАРЛАУ ИНСТИТУТЫ»,  
Өзбекстан Республикасы, 100000, Ташкент қаласы, Мирзо-Улугбек ауданы, Олимлар көшесі, 64

<sup>2</sup>ӨЗБЕКСТАН ҰЛТТЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ,  
Өзбекстан Республикасы, 100000, Ташкент қаласы, Алмазар ауданы, Университет көшесі, 4

<sup>3</sup>Ш. ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ МЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНОЛОГИЯ  
ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ,  
Қазақстан Республикасы, 130000, Актау қаласы, 32 шағын ауданы

<sup>4</sup>ЖШС «ОПТИМУМ» ЖОБАЛАУ ИНСТИТУТЫ,  
Қазақстан Республикасы, 130000, Актау қаласы, 3 шағын ауданы, 23

*Мақалада Өзбекстандағы палеозой шөгінділерінің мұнай-газ бергіштігінің гидрогеологиялық факторлары қарастырылған. Зерттеу нәтижесінде юра шөгінділерінің төмен*

ғи бөлігінде, палеозой шөгінділерінің жоғарғы бөлігінде минералданудың инверсиясы және қабат қысымы, сонымен қатар  $B/Vr$  қатынасының көтерілуі,  $NH_4$ ,  $He$  қабат суларының концентрациясы анықталды. Бұл параметрлердің өзгеруі Өзбекстанның мұнай-газды аймақтарының жекелеген тектоникалық элементтері мен жергілікті құрылымдарында расталған терең жарықтар бойындағы жоғары термиялық сұйықтықтардың көрсеткіші ретінде қабылданады.  $B/Vr$  қатынасының көтерілуі және инверсиялық сулардың пайда болуы қазіргі уақытта жүріп жатқан мұнай өндіру процестерінің белгісі болып табылады. Сонымен қатар геологиялық учаскенің тереңірек горизонттарында көмірсутектердің жинақталуының пайда болуы, яғни палеозой шөгінділерінде.

**ТҮЙІН СӨЗДЕР:** Өзбекстан, палеозой, шөгінділер, қабат суы, ұңғыма, құрылым, аудан, миграция, генерация, мұнай-газ бергішімік.

## PALEOZOIC SEDIMENTS ARE OIL AND GAS EXPLORATION RESERVE OF UZBEKISTAN

**T.K. SHOIMURATOV**<sup>1</sup>, doctor of geology&mineralogy, chief consultant, [shoymurovtuychi@mail.ru](mailto:shoymurovtuychi@mail.ru)

**I. S. TOGAEV**<sup>2</sup>, PhD, associate professor, chief of geology department, [togaev\\_is@mail.ru](mailto:togaev_is@mail.ru)

**Q.A. QOSARBAI**<sup>3</sup>, associate professor, [koseke53@mail.ru](mailto:koseke53@mail.ru)

**Z.B. BEKESHOVA**<sup>3,4</sup>, postdoctoral, chief of geology and exploration department, [zhebekeshova@mail.ru](mailto:zhebekeshova@mail.ru)

<sup>1</sup>INSTITUTE OF GEOLOGY AND OIL&GAS FIELDS EXPLORATION,  
100000, Republic of Uzbekistan, Tashkent, Mirzo - Olmazor district, Olimlar street, building 64

<sup>2</sup>NATIONAL UNIVERSITY OF UZBEKISTAN,  
100000, Republic of Uzbekistan, Tashkent, Olmazor district, Universitet street, building 4

3CASPIAN STATE UNIVERSITY OF TECHNOLOGIES AND ENGINEERING  
NAMED AFTER SH. YESSENOV,  
130000, Republic of Kazakhstan, Mangystau region, Aqtau, 32 micro district

<sup>4</sup>«OPTIMUM» DESIGN INSTITUTE» LLP  
130000, Republic of Kazakhstan, Mangystau region, Aqtau, 3 micro district, building 23

*The article deals with the hydrogeological factors of the oil and gas potential of the Paleozoic deposits of Uzbekistan. As a result, the inversion of mineralization and formation pressure in the bottom part of the Jurassic and the top of the Paleozoic deposits, as well as an increase in the value of  $B/B r$  ratios, concentrations of  $NH_4$  and  $He$  in formation waters, were established. Changes in these parameters are accepted as an indicator of high-thermal fluids along deep faults, which has been confirmed within individual tectonic elements and local structures of the oil and gas regions of Uzbekistan. It is concluded that an increase in the  $W / W r$  ratio and the appearance of inversion waters are a sign of oil generation processes that are ongoing at the present time, as well as the presence of hydrocarbon accumulations in deeper horizons of the geological section, i.e. in Paleozoic deposits.*

**KEY WORDS:** Uzbekistan, Paleozoic, deposits, reservoir water, well, structure, area, migration, generation, oil and gas potential.

**В**ведение. Проблема нефтегазоперспективности палеозойских образований многие годы является актуальной для всех нефтегазоносных регионов Узбекистана, включая Сырдарьинскую и Зарафшанскую впадины. Но при создавшемся дефиците ловушек по основным поисковым комплексам в мезозойско-кайнозойском осадочном чехле назрела необходимость выделить палеозойские отложения в качестве нового поискового объекта на нефть и газ.

В палеозойских отложениях Узбекистана и сопредельных территориях широко развиты проявления нефти, газа и природных битумов. Они установлены как на поверхности Земли в обнажениях, так и в скважинах, вскрывших палеозойский комплекс пород в закрытых территориях. Географическое распространение и стратиграфическая приуроченность выявленных нефтегазо- и битумопроявлений показаны в *таблице 1*.

Таблица 1 – Нефтегазопоявление, приуроченное к палеозойским отложениям Центральной Азии

Географическая приуроченность	Стратиграфическая приуроченность						
	Кембрий	Ордовик	Силур	Девон	Карбон	Пермь	Непачлен. Pz
Устюртский НГР				■	■	■	■
Мангышлак-Туаркырская НГО					■		■
Бухаро-Хивинский НГР					■		■
Зерафшанская мегантиклиналь			■ -	-	-		- Q
Юго-Западно-Гиссарский НГР				Q	Q	Q	Q
Сурхандарьинский НГР					Q	Q	Q
Ферганский НГР	-		▲ -	▲ -		Q	- ■
Туркестано-Алайская горная система хребтов	-		▲ - Q	▲ - Q	- Q		
Чаткало-Кураминская горная система хребтов				- Q	- Q	Q	-
Сырдарьинский бассейн	-		▲ - ■ Q	▲ - Q	■ - Q	- Q	Q
Хорезмская область							Q

▲ – нефтегазопоявления в обнажениях; ■ – нефтегазопоявления в скважинах;  
 - – битумопроявления в обнажениях; Q – наличие родников с пленкой нефти или растворенного газа.

Однако на территории Республики Узбекистан до сих пор не открыто ни одного месторождения углеводородного (УВ) сырья промышленного значения, хотя из палеозойских отложений на площади Каракудук скв. №1 ОП, Цент. Кушкаир скв. №1, Вост. Барсакельмес скв. №1, Акчалак скв. №18, Карачалак скв. №3, Сев. Караумбет скв. №1 (Устюртский нефтегазоносный регион), Бостон скв. №716, Ниязбек-Сев. Каракчикум скв. №81 (Ферганский нефтегазоносный регион) и др. были получены нефтегазопоявления. Также в сопредельных территориях открыт ряд крупных и уникальных месторождений, таких как Тенгиз, Кашаган, Астрахань (Прикаспийский прогиб), Оймаша (Мангышлакский бассейн), Айракты, Амангельды, Алабай (Чу-Сарысуиский бассейн).

Практика поисково-разведочных работ в различных регионах мира подтверждает, что нефтегазоносность доюрских образований связана с широким стратиграфическим диапазоном палеозойского разреза. Причем, петрографическая приуроченность скоплений УВ разнообразная: от гранитоидов и эффузивов до рифогенных пород и сланцев. Изучение нефтеносного фундамента привело к открытиям более 500 мировых скоплений УВ в его образованиях, в т.ч. крупных и гигантских.

Тенденция в современной геологии нефти и газа указывает на то, что образование УВ может происходить в различных условиях, при этом главное – это захо-

ронение осадочных пород в надрифтовых бассейнах в водной среде при наличии теплового потока. Нефтегазообразование является глобальным процессом с участием как органического вещества осадочных пород, так и минерального синтеза. Это открывает новые направления для практики поисково-разведочных работ на нефть и газ, в частности, появляются нетрадиционные объекты поиска, в том числе палеозойский квазиplateформенный чехол докембрийского кристаллического фундамента [1]. Подавляющее большинство месторождений запада Туранской плиты сосредоточено в пределах зон, переходных между областями интенсивного прогибания и максимального поднятия, сформировавшихся в основном в среднемиоцен-антропогеновое время. Главной закономерностью пространственного распределения скоплений УВ является приуроченность их к линейно-активным зонам новейшей тектоники [2].

Таким образом, учет структурно-тектонического фактора – необходимое условие для создания любой модели, прогнозирующей распределение УВ в недрах земной коры. Известно, что две третьих опосредованных структур в целом непродуктивны. Это свидетельствует о недостаточности только структурного фактора для обоснования нефтегазоносности недр и недостоверности построенных прогнозно-поисковых моделей.

**Материалы и методы исследования.** Комплекс палеозойских образований в Узбекистане в настоящее время – один из важных объектов для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ. Эффективность их зависит во многом от полноты знаний о геологическом строении, структуре, вещественном составе, условиях формирования, миграции и т.д. Все это говорит о том, что палеозойские отложения на рассматриваемой территории должны тщательно изучаться с общегеологических позиций для того, чтобы можно было выделить зоны и участки, представляющие интерес в отношении поиска в них промышленных скоплений нефти и газа. При этом результаты гидрогеологических исследований в совокупности с другими геологическими факторами позволяют осветить отдельные стороны перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений и наметить пути их дальнейшего изучения.

**Результаты и обсуждение.** Формирование и скопление нефти и газа в земной коре тесно связано с подземными водами. Образование нефтяных УВ, их миграция и разрушение залежей нефти и газа – все эти процессы происходят в горных породах, насыщенных подземными водами и при их активном участии. Единство флюидальной системы земной коры и ведущая роль воды в основных геологических процессах подчеркивалось основоположником геохимии В.И. Вернадским. Подземные воды являются индикатором многих процессов, происходящих на глубине. Особенно соизмеримо они реагируют на изменения напряженно-деформированного состояния горных пород в зонах тектонических нарушений. Изменяя напряженное состояние геологической среды, эти деформации, в свою очередь, влияют на ход физико-химических и гидрогеодинамических процессов, выражающихся в колебаниях уровня залегания, дебита, химического, газового и радиоактивного состава подземных вод. Совокупное проявление гидрохимических, гидродинамических, геотермических и других аномалий одновременно с углеводородами в зонах глубинных разломов позволяет говорить о единстве подземных флюидов в недрах и

совместной их миграции по разломам. Определенную ясность в этот вопрос может внести изучение характерных соотношений макро- и микрокомпонентов пластовых вод нижних горизонтов осадочного чехла.

Смешение вод, а также концентрирование растворов с глубиной и увеличение их температуры приводит к тому, что в составе гидротерм в областях современного вулканизма, а также в глубоких пластовых водах в пределах глубинных разломов нефтегазоносных бассейнов в значительных количествах присутствуют такие элементы, как бор, бром, редкие и редко-рассеянные металлы, также отмечается относительно повышенное содержание аммония, гелия, углекислоты и некоторых других компонентов. Поэтому абсолютные значения количества компонентов химического состава не могут быть приняты в качестве критерия при определении генезиса подземных вод. Представляется, что для определения генезиса глубинных вод можно использовать соотношение элементов, постоянно присутствующих в заметных количествах в большинстве типов подземных вод, но геохимические условия накопления которых весьма различные. Наиболее соответствуют этим требованиям такие компоненты, как бор и бром [3].

Оба этих элемента присутствуют в океанических водах в достаточно постоянных количествах: среднее содержание брома составляет около 65 мг/л, среднее содержание бора колеблется в пределах 10-40 мг/л. Однако условия накопления этих элементов в подземных водах существенно различаются. Использованию соотношение В/Вг в качестве критерия поступления высокотемпературных эндогенных флюидов в пластовые воды послужило то, что содержание Вг в подземных водах является функцией их минерализации. При этом бром в незначительном количестве переносится высокотемпературными ( $>100^{\circ}\text{C}$ ) водами, на что указывает его крайне низкое содержание в современных высокотемпературных гидротермах.

Растворимость соединений бора, в отличие от соединений брома, резко увеличивается с повышением температуры, поэтому его содержание в высокотемпературных гидротермах постоянно высокое, иногда оно достигает 600-800 мг/л (при среднем содержании в хлоридно-натриевых термах 150-200 мг/л). Установлено также, что бор в значительном количестве переносится в газопаровых смесях и их вынос из пород контролируется, прежде всего, температурным фактором. По данным [3], при температуре  $200^{\circ}\text{C}$  с водяным паром в присутствии  $\text{CO}_2$  отгоняется до 80 % бора, содержащегося в осадочной породе, при этом с увеличением температуры возрастает и выход бора из пород. Кроме того, анализ значений В/Вг природных вод показывает, что термальные воды тектонически активных зон и гидротермы областей современного вулканизма имеют очень высокие отношения В/Вг – от 9,6 до 45,4 (таблица 2).

Исходя из вышеприведенных фактов, можно прийти к выводу, что резкое увеличение отношения В/Вг значений в пластовых водах, по сравнению с отношением В/Вг океанической воды (0,18), будет свидетельствовать о поступлении бора с высокотемпературными глубинными флюидами по тектоническим нарушениям. Связь маломинерализованных инверсионных вод с нефтегазоносными интервалами разреза, а также их присутствие на участках (в структурах), где отсутствуют залежи УВ свидетельствуют о том, что глубинные парогазовые флюиды – активные участники процессов генерации и миграции УВ.

Таблица 2 – Показатели химического состава термальных вод в районах современного вулканизма и тектонической активности\*

Компоненты и показатели химического состава, в мг/л	Средний состав океанической воды, по (Хорн,1972)	Уайракей, Новая Зеландия, 695м, T=260 °C	Паужетское Камчатка, 350м, T=190 °C	Алехинские источники, о. Кунашир, T=54 °C	Сахалин, Синегорский район	Малый Кавказ, Атазанав	Вьетнам, месторождение Белый тигр, 4300м
Na+K	10880	1545	1060	205	6691,1	11670	Формула химического состава $M_{3,1}Cl_{96}SO_{4,2}HCO_{3,1.6}$ (Na+K)83 Ca16 Mg1
Mg	1300	0,03	7	6,7	208	89	
Ca	400	17	119	190	260	738	
Cl	19300	2260	1470	170,2	6195,1	18000	
SO <sub>4</sub>	2701	36	164	636,2	36,0	491	
HCO <sub>3</sub>	143	19	61	56,8	8944	2140	
I	0,05	0,3	0	0,02	12,8	13,4	
Br	65	6,0	2,8	0,8	31,9	60,4	7,2
HBO <sub>2</sub>	4,6; 5,0-12,0	117	127	8,8	572,5	576	147,2
Минерализ.	35500	4000,3	2507,8	1344	22951,4	33777,8	5100
В/Br	0,07-0,18	19,5	45,4	11,0	17,8	9,6	20,4

\*Данные приведены по Киреевой Т.А. (2009), с дополнениями.

В соответствии с абиогенной гипотезой генезиса УВ роль глубинных флюидов в формировании и миграции УВ очевидна. Следовательно, увеличение В/Br-отношения объясняется привнесом бора с газопаровыми флюидами, поступающими из нижних горизонтов осадочного чехла или из пород фундамента [4].

Формирование маломинерализованных (инверсионных) вод в результате смешения пластовых вод с поступающими по разломам газопаровыми флюидами объясняет особенности их химического состава – высокую концентрацию легколетучих компонентов (В, Нg, NH<sub>4</sub>, He) и низкую концентрацию кальция и магния. Нередко флюиды зон активных тектонических нарушений содержат в аномальном количестве гелий, мигрирующий с поднимающимся из глубин флюидом. Чем глубже разлом и чем более древние отложения он пересекает, тем большая гелионосность флюидов в окружающей его зоне. По физическому состоянию гелий является очень легким, инертным газом. Поэтому обладает высокими подвижными свойствами. Увеличение концентрации гелия в гидросфере может быть рассмотрено как индикатор геодинамических процессов в пределах глубинных разломов (таблица 3). Отметим,

Таблица 3 – Результаты анализов по определению гелия в скважинах Узбекистана и прилегающих территориях (по данным Институт сейсмологии АН РУз)

Название и номер скважины	Стратиграфическая приуроченность	T °C	Содержание гелия	Минерализация воды, г/л
Хаватаг скв.№8	Pz	48	0,016	2,8
Хаватаг скв. №6	Pz	42	0,022	1,2
Джумабазар скв.№1	Pz	21,5	0,003	0,4
Скв. Нагорная	Pz	42	0,017	0,8
Шурчи скв.№8	Pz	19	0,008	0,3
Джангелды скв.№1	Pz	26	0,0007	2,2
Скв. Нусенбуровой	Pz	47	0,0010	1,5
Арашан-булак (Ангрен)	Pz	37	0,003	0,3
Газли скв. №1	Pz	35	0,0009	3,6

что в последнее время с успехом применяется гелиевая съемка для выявления зон разрывных нарушений площадей с высокой тектонической активностью [5, 6].

При изучении схемы размещения разломов, секущих толщу пород, и приуроченности к ним промышленных скоплений УВ, сконцентрированных в мезозойских отложениях, и нефтегазопроявлений в палеозойских разрезах в пределах нефтегазоносных регионов Узбекистана, можно встретить сходные моменты, где большинство месторождений связаны с глубинными разломами или же выявлены в разломах, оперяющих эти крупные разломы, которые представляют собой систему сближенных и разноориентированных нарушений сбросово-сдвигового и взбросо-надвигового типов. Заложены они в раннепалеозойское время, активно развивались в течение юры и неогена. Современная тектоническая активность, наблюдающаяся в зоне влияния этих разломов, свидетельствует о том, что эти структуры «живут» и в настоящее время [7].

Анализом фактических материалов ряда нефтегазоносных регионов Узбекистана установлено увеличение значения отношения В/Вг и концентрации легколетучих компонентов  $\text{NH}_4$ , He в пластовых водах в мезозойских отложениях, а также инверсии минерализации пластовых вод. Изменения этих параметров используются в работе в качестве показателя поступления глубинных высокотермальных флюидов по разломам, что получило подтверждение на отдельных тектонических элементах и локальных структурах исследуемых территорий (таблица 4).

Результатами проводимых исследований были обоснованы некоторые вариации изменения относительного значения бора [3, 8], и этот подход был применен нами для изучения гидрогеологических условий на нефтегазоносных регионах республики. По результатам анализа фактических материалов установлены инверсия минерализации пластовых вод и пластового давления в палеозойских отложениях Западного Узбекистана, а также увеличение значения В/Вг отношений, концентрации  $\text{NH}_4$  и He в пластовых водах (пл. Караулбазар, Сев. Сюзма, Сев. Мубарек, Ташли, Цент. Кушкаир, Сев. Урга, Каракудук, Сатбай и Акманказган).

Относительная величина этих параметров нами приняты в качестве показателя поступления глубинных высокотермальных флюидов по разломам [8], что получило свое подтверждение на отдельных тектонических элементах и локальных структурах нефтегазоносных регионов республики. Результаты анализов химического состава пластовых вод палеозойских отложений по Бухаро-Хивинскому и Устюртскому нефтегазоносным регионам подтверждают, что в глубоких горизонтах, особенно в зонах глубинных разломов, В/Вг-отношение с глубиной возрастает до 4,8 против 0,18 для океанических вод, что свидетельствует об участии в формировании гидрохимии пластовых вод глубинных высокотемпературных флюидов, поднимающихся по разломам (таблица 4). Следовательно, увеличение бор-бромного отношения и появление инверсионных вод принимается в качестве основного критерия, свидетельствующего о поступлении высокотемпературных эндогенных флюидов в нижние горизонты осадочного чехла [9].

Нефтегазоперспективность палеозойских образований в Ферганском нефтегазоносном регионе в основном связана с южной ступенью впадины. В зоне Южно-Ферганского глубинного разлома наблюдается широкое развитие остаточных

Таблица 4 – Гидрогеохимические параметры пластовых вод палеозойского комплекса пород Западного Узбекистана и Устюрта

Месторождения и площади	№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Минерализация, г/л	rNa/rCl (коэффициент метаморфизации)	B/Br	Тип воды
<b>БУХАРО-ХИВИНСКИЙ РЕГИОН</b>							
<i>Каганское поднятие</i>							
Караулбазар	1П	Pz	1372-2754	79,20	0,58	0,2	XK
Зап. Караиз	2	Pz	1053-1070	76,88	0,74	0,52	XK
Караиз	3	Pz	805-778	55,9	0,71	0,56	XK
Шурчи	10	Pz	806-830	5,73	1,83	4,8	CH
<i>Мубарек-Азляртепинская система дислокаций</i>							
Ташлы	1	Pz	1600-1618	84,2	0,78	0,38	XK
Байбурак	4	Pz	1630-1640	66,8	0,74	0,51	XK
Майдаджай	1	Pz	1444-1460	16,60	0,93	1,6	XK
<i>Кульбешакское поднятие</i>							
Даяхатын	6	XV-2	2001-2032	105,4	-	0,38	XK
	1	Жк	2027-2042	103,5	0,75	0,54	XK
	3	Жтер	2210-2230	172,49	0,66	2,45	XK
<i>Кандымское поднятие</i>							
Аккум	1	Pz	2563-2568	165,54	0,67	0,32	XK
			2587-2597	169,1	0,67	0,31	XK
			2590-2626	161,14	0,67	0,33	XK
<i>Испанлы-Чандырское поднятие</i>							
Бештепе	1П	Pz	3904-3912	53,4	0,59	0,22	XK
			4145-4155	85,8	0,59	2,1	XK
<i>Култаское поднятие</i>							
Памук	1П	Pz	3462-3473	69,17	0,88	0,41	XK
			3946-3960	120,23	0,84	1,29	XK
<b>УСТЮРТСКИЙ РЕГИОН</b>							
<i>Куаныш-Коскалинский вал</i>							
Цент. Кушкаир	2	Pz	3564-3572	173,9	0,56		XK
			3641	135,6	0,56	0,4	XK
Каракудук	5	P-T	3634-3687	197,5	0,55		XK
		Pz	3690	179,5	0,95	0,33	XK
<i>Бердахский вал</i>							
Урга	4	P-T	4190-4197	201,4	0,75		XK
Северная Урга	1	Pz	4388-4406	71,13	0,94	0,52	XK
			4406-4460	34,2	0,98		XK
<i>Шорджинское поднятие</i>							
Сатбай	1	J <sub>2</sub>	1126	140,1	1,04	0,97	CH
		J <sub>2</sub>	1129	136,7	1,04	0,65	CH
		Pz	1720	173,5	1,05	0,48	CH
<i>Барсакельмесский прогиб</i>							
Акманказган	1П	J <sub>2</sub>	3170-3190	121,39	0,72	0,16	XK
		J <sub>1</sub>	3525-3545	108,92	0,64	0,32	XK
		P-T	3595-3700	92,5	0,69	0,69	XK

Сокращения: XK – хлор-кальциевый тип воды, CH – сульфатно-натриевый тип воды

продуктов окисленной и преобразованной нефти в виде керитов и других твердых битумов. Общая их масса составляет более десятка миллионов тонн. Наблюдается также наложение ее современной миграции на древние метаморфизованные кериты. По оценкам С.С. Юсуфходжаева (2021), прогнозные ресурсы УВ в возможно продуктивных комплексах палеозоя Южной Ферганы составляют 13,7 млн т у.т. геологические и 4,3 млн т у.т. извлекаемые. Ввиду этого можно предположить, что не вся исходная нефть была преобразована на обнажениях, возможно, большая ее часть сохранилась в глубинах. Все это означает, что при наличии благоприятных ловушек в палеозойском комплексе отложений могут формироваться и сохраняться промышленные залежи нефти. Основная задача в настоящее время заключается в выявлении таких ловушек и подготовке их к поисковому бурению.

Из-за малого количества фактического материала и разброса их по площади анализ гидрогеологических условий проводился по усредненным значениям минерализации как по площади, так и по пространству пластовых вод. В сводном гидрогеологическом разрезе, построенном для палеогеновых, меловых, юрских и палеозойских отложений Риштанской группы структур, наблюдается уменьшение минерализации пластовых вод по глубине от палеогеновых до юрских отложений (от 160 г/л до 50 г/л). В юрских отложениях минерализация пластовых вод увеличивается (от 170 г/л), в палеозойских отложениях снова уменьшается (90 г/л), т.е. наблюдается инверсия. В гидрогеологических разрезах Чимионской (Чимион, Ханкыз) и Андижанской (Ходжабад, Бостон, Южный Аламышык) группе структур изменение минерализации по глубине такое же, как и в Риштанской группе структур, т.е. наблюдается инверсия минерализации в палеозойских отложениях. По гидрогеологическим критериям, южная и центрально-южная часть Ферганского нефтегазоносного региона являются перспективными для постановки поисково-разведочных работ на палеозойские отложения.

**Заключение и выводы.** Исходя из вышеприведенных факторов, наряду с другими геологическими предпосылками оценки перспектив нефтегазоносности, можно принимать *геологические, гидродинамические и гидрохимические* особенности.

Геологическими факторами, контролирующими нефтегазоносность пород фундамента, считаются разломы различных рангов и погребенные выступы.

В качестве гидродинамической особенности следует отметить, что во многих нефтегазоносных регионах мира ведется разведка и эксплуатация нефтегазоносных залежей в породах фундамента. Особенно больших успехов в этом достигли геологи-нефтяники Вьетнама. На месторождениях Белый Тигр, Дракон при эксплуатации на начальном этапе пластовое давление падало, месторождение эксплуатировалось с увеличением дебита, однако при прекращении добычи, давление в скважине возрастало. Такие же явления наблюдались на некоторых месторождениях Северного Кавказа, Татарстана и Ферганского региона (Чимион, Бостон, Ханкыз), когда скважины, прекратившие давать притоки, после нескольких месяцев вновь возобновляли промышленные притоки.

Все это еще раз свидетельствует о том, что все природные флюидные системы являются саморегулирующимися, т.е. при нарушении целостности массива пород во время тектонической активизации, появление трещиноватости приводит к пони-

жению давления на этих участках. Резкое падение гидростатического давления при открытии трещин особенно интенсивно происходит в зонах тектонической напряженности, к которым относятся сводовые участки структур, сбросовые нарушения, разломы и тектонические узлы с оперяющими разломы трещинами. Именно в этих зонах происходит интенсивный переток глубинных флюидов в верхние горизонты фундамента и нефтеносные образования осадочного чехла. Следовательно, можно сделать вывод, что градиент давления – один из наиболее вероятных механизмов перемещения УВ. Эти движения могли создать каналы для гидродинамической связи мезозойских отложений с палеозойскими комплексами пород.

Гидрохимические особенности формирования химического и газового состава пластовых вод нефтегазоносных регионов имеют не только принципиальное теоретическое значение для разработки проблем миграции УВ и образования их залежей, но также позволяют целенаправленно вести разведку месторождений УВ. При этом увеличение В/Вг-отношения и инверсии минерализации пластовых вод можно рассматривать как гидрогеохимические особенности процессов нефтегенерации. Формирование инверсионных вод в результате поступления в породы глубинных высокотемпературных флюидов позволяет предположить, что формирование скоплений УВ, находящихся в зонах инверсии, происходило в результате восходящей вертикальной, а не латеральной пластовой миграции водонефтяной смеси.

Таким образом, по гидрогеологическим аспектам палеозойские отложения исследуемой территории для постановки поисково-разведочных работ перспективными являются пл. Муллахол, Сев.Сюзма, Аккум (Бухаро-Хивинский регион), Цент. Кушкаир, Сев.Урга, Каракудук, Сатбай (Устюртский регион), а также южная ступень Ферганской впадины. Следовательно, все эти геологические и гидрогеологические особенности применимы для положительной оценки и обоснования приоритетных направлений изучения палеозойских отложений Узбекистана с целью поиска объектов, перспективных на скопления УВ. 

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Александров Б.Л., Лабазанов М.М., Хасанов М.А., Эзирбаев Т.Б., Гермаханова Д.У. Основные доводы в пользу теории абиогенного происхождения углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 4. – С. 64-67. [Aleksandrov B.L., Labazanov M.M., Khasanov M.A., Ezirbaev T.B., Germakhanova D.U. Osnovnie dovodi v polzu teorii abiogennogo proiskhozhdeniya uglevodorodov. // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanikh i gazovikh mestorozhdenii. – 2014. – № 4– S. 64-67].
- 2 Абдуллаев Г.С., Шоймуратов Т.Х., Юлдашев Ж.Ю. Мобилистские тенденции в нефтегазовой геологии Узбекистана // Узбекский журнал нефти и газа. – 2009. – №1. – С.12-14. [Abdullaev G.S., Shoimuratov T.Kh., Yuldashev Zh.Yu. Mobilistskie tendentsii v neftegazovoi geologii Uzbekistana / /Uzbekskii zhurnal nefti i gaza. – 2009. – №1. – S. 12-14].
- 3 Киреева Т.А. К методике оценки эндогенной составляющей глубоких подземных вод // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2009. – №1. – С. 54-57 [Kireeva T.A. K metodike ocenki endogennoj sostavlyayushchej glubokih podzemnykh vod // Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya. – 2009. – №1. – S. 54-57.]

- 4 Всеволожский В.А., Киреева Т.А. Влияние глубинных газопаровых флюидов на формирование состава пластовых вод нефтегазовых месторождений // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2010. – №3. – С. 57-62. [Vsevolzhskij V.A., Kireeva T.A. Vliyanie glubinnih gazoparovykh flyuidov na formirovaniye sostava plastovykh vod neftegazovykh mestorozhdeniy // Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya. – 2010. – №3. – S. 57-62].
- 5 Киреева Т.А., Буданова Д.И. Роль вертикальной миграции высокотемпературных флюидов в формировании пластовых вод нефтегазовых месторождений на севере Западно-Сибирского бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2013. – № 3. – С. 38-46. [Kireeva T.A., Budanova D.I. Rol' vertikal'noj migratsii vysokotemperaturnykh flyuidov v formirovanii plastovykh vod neftegazovykh mestorozhdeniy na severe Zapadno-Sibirskogo bassejna // Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya. – 2013. – № 3. – S. 38-46].
- 6 Зиявуддинов Р.С. Особенности проявления гелия в подземных водах сейсмоактивных районов Центральной Азии. Автореферат дисс. на соискание ученой степени канд. геол. -мин. наук. Ташкент, 2011. [Ziyavuddinov R.S. Osobennosti proyavleniya geliya v podzemnikh vodakh seismoaktivnikh raionov Tsentralnoi Azii. Aftoreferat diss. na soiskanie uchenoi stepeni kand. geol. -min. nauk. Tashkent, 2011].
- 7 Нуртаев Б.С. Субвертикальные зоны разуплотнения пород осадочного чехла как элементы зон флюидомиграции, способствующие формированию месторождений углеводородов / Актуальные вопросы нефтегазовой геологии и геофизики и возможные пути их решения. Республиканская научно-практическая конференция, Ташкент, ОАО «ИГИРНИГМ», 2012. – С. 9-12. [Nurtaev B.S. Subvertikalnie zoni razuplotneniya porod osadochnogo chekhla kak elementi zon flyuidomigratsii, sposobstvuyushchie formirovaniyu mestorozhdeniy uglevodorodov / Aktualnie voprosi neftegazovoi geologii i geofiziki i vozmozhnie puti ikh resheniya. Respublikanskaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya, Tashkent, ОАО «IGIRNIGM», 2012. – S. 9-12].
- 8 Муминджанов Т.И., Шоймуротов Т.Х. и др. Гидрогеологические критерии прогноза нефтегазоносности палеозойских отложений нефтегазоносных регионов Узбекистана / Актуальные вопросы нефтегазовой геологии и геофизики и возможные пути их решения, Республиканская научно-практическая конференция, Ташкент, ОАО «ИГИРНИГМ», 2012. – С. 127-129. [Mumindzhanov T.I., Shoimurotov T.Kh. i dr. Hidrogeologicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti paleozoiskikh otlozheniy neftegazonosnykh regionov Uzbekistana / Aktualnie voprosi neftegazovoi geologii i geofiziki i vozmozhnie puti ikh resheniya, Respublikanskaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya, Tashkent, ОАО «IGIRNIGM», 2012. – S.127-129].
- 9 Шоймуротов Т.Х. Некоторые особенности геолого-гидрогеологических условий при прогнозе нефтегазоносности палеозойских отложений Узбекистана // Геология и минеральные ресурсы. – 2013. – № 4. – С. 44-48. [Shoimurotov T.Kh. Nekotorie osobennosti geologo-gidrogeologicheskikh uslovii pri prognoze neftegazonosnosti paleozoiskikh otlozheniy Uzbekistana // Geologiya i mineralnie resursi. – 2013. – №4. – S. 44-48].
- 10 Шоймуротов Т.Х., Ташкулов А.Д., Хожиев Б.И. Гидрогеологические аспекты нефтегазоносности палеозойских отложений Узбекистана / Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и освоения углеводородного потенциала недр и пути их решения, Международная научно-практическая конференция, Ташкент, ГУ «ИГИРНИГМ», 2024. –С. 117-123. [Shoimurotov T.Kh., Tashkulov A.D., Khozhiev B.I. Hidrogeologicheskie aspekti neftegazonosnosti paleozoiskikh otlozheniy Uzbekistana / Aktualnie problemi neftegazovoi geologii i osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala nedr i puti ikh resheniya, Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya, Tashkent, GU «IGIRNIGM», 2024. – S. 117-123].