

## ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОБРАЗОВАНИЙ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА



**А.Н. БОГДАНОВ,**  
доктор геол.-мин. наук,  
старший научный сотрудник,  
заведующий лабораторией,  
[bogdalex7@yandex.ru](mailto:bogdalex7@yandex.ru)



**П.В. ХМЫРОВ,**  
младший научный сотрудник,  
[pkhmirov@gmail.com](mailto:pkhmirov@gmail.com)

ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗВЕДКИ  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»,  
Республика Узбекистан, г. Ташкент, 100164, ул. Олимлар, 64

*Рассматриваются вопросы обоснования перспектив нефтегазоносности палеозойских образований Бухаро-Хивинского региона. Высокая освоенность традиционных стратиграфических комплексов Бухаро-Хивинского региона предопределяет необходимость расширения стратиграфии поиска залежей нефти и газа, в том числе за счет палеозойских образований. На примере сопоставления особенностей глубинного геологического строения и условий формирования палеозойского комплекса пород Нюрольской впадины Западно-Сибирской платформы и Бухаро-Хивинского региона Туранской платформы авторы показывают их сходство по десяти основным позициям, в том числе особенностям тектонического и геологического строения, строения поверхности палеозойского комплекса пород, вскрытым разрезам, геохимическим данным, наличию в разрезе палеозойских образований пород коллекторов и пород покрышек, наличию прямых признаков нефтегазоносности, наличию зон разрывных нарушений, к которым, как правило, приурочены все месторождения углеводородов, выявленные в осадочном чехле, и нефтегазопроявления из разрезов доюрского комплекса. Все вышеизложенные авторами позиции свидетельствуют о перспективах нефтегазоносности палеозойских отложений Бухаро-Хивинского региона.*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** углеводородное сырьё, нефтегазоносность, палеозойские образования, Бухаро-Хивинский регион, Нюрольская впадина, Туранская платформа, Западно-Сибирская платформа.

## БҲАРО-ХИВА АЙМАҒЫНЫҢ ПАЛЕОЗОЙ ТҮЗІЛІМДЕРІНІҢ МҰНАЙ-ГАЗ БАЙЛАНЫСЫНЫҢ ПЕРСПЕКТИВАЛАРЫН НЕГІЗДЕУ

**А.Н. БОГДАНОВ**, геология-минералогия ғылымдарының докторы, аға ғылыми қызметкер, зертхана меңгерушісі, [bogdalex7@yandex.ru](mailto:bogdalex7@yandex.ru)  
**П.В. ХМЫРОВ**, кіші ғылыми қызметкер, [pkhmirov@gmail.com](mailto:pkhmirov@gmail.com)

МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕ «ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ МҰНАЙ МЕН ГАЗ КЕН  
ОРЫНДАРЫН БАРЛАУ ИНСТИТУТЫ»,  
Өзбекстан Республикасы, Ташкент қ., 100164, көш. Олимлар, 64

Мақалада Бұхара-Хиуа аймағының палеозойлық түзілімдерінің мұнай-газ әлеуетінің болашағын негіздеу мәселелері қарастырылған. Бұхара-Хиуа аймағының дәстүрлі стратиграфиялық кешендерінің дамуының жоғары деңгейі мұнай және газ кен орындарын, оның ішінде палеозойлық түзілімдер арқылы іздеу стратиграфиясын кеңейту қажеттілігін алдын ала анықтайды. Батыс Сібір платформасының Нюроль ойпаты мен Тұран платформасының Бұхара-Хиуа аймағының палеозойлық тау жыныстары кешенінің қалыптасу жағдайлары мен терең геологиялық құрылымының ерекшеліктерін салыстыру мысалында авторлар олардың ұқсастығын көрсетеді. тектоникалық және геологиялық құрылымның ерекшеліктерін, палеозой тау жыныстары кешенінің беткі құрылымын, ашық кесінділерді, геохимиялық мәліметтерді, учаскеде коллекторлық жыныстар мен итбалық жыныстардың палеозойлық түзілімдерінің болуын, тікелей белгілердің болуын қамтитын он негізгі позицияда. мұнай-газ әлеуеті, әдетте, шөгінді қабатта анықталған барлық көмірсутекті кен орындары шектелген бұзылу аймақтарының болуы және Юраға дейінгі кешеннің учаскелерінен мұнай мен газды көрсетеді. Жоғарыда авторлар айтқан ұстанымдардың барлығы Бұхара-Хиуа аймағының палеозой кен орындарының мұнай-газ әлеуетінің болашағын көрсетеді.

**ТҮЙІН СӨЗДЕР:** көмірсутек шикізаты, мұнай-газ әлеуеті, палеозой түзілімдері, Бұхара-Хиуа аймағы, Нюроль ойысы, Тұран платформасы, Батыс Сібір платформасы.

## SUBSTANTIATION OF THE PROSPECTS OF OIL AND GAS POTENTIAL OF PALEOZOIC FORMATIONS OF THE BUKHARA-KHIVA REGION

**A.N. BOGDANOV**, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Senior researched, Head of laboratory, [bogdalex7@yandex.ru](mailto:bogdalex7@yandex.ru)  
**P.V. KHMIROV**, Junior researcher, [pkhmirov@gmail.com](mailto:pkhmirov@gmail.com)

GOVERNMENT AGENCY «INSTITUTE OF GEOLOGY AND EXPLORATION  
OF OIL AND GAS DEPOSITS»,  
The Republic of Uzbekistan, Tashkent city, 100164, Olimlar street, 64

The article deals with the issues of substantiation of prospects of oil and gas bearing capacity of Paleozoic formations of Bukhara-Khiva region. High development of traditional stratigraphic complexes of the Bukhara-Khiva region predetermines the need to expand the stratigraphy of oil and gas deposits search, including at the expense of Paleozoic formations. On the example of comparing the peculiarities of the deep geological structure and conditions of formation of the Paleozoic complex of rocks of the Nyurool trough of the West Siberian Platform and the Bukhara-Khiva region of the Turan Platform, the authors show their similarity in ten main positions, including the peculiarities of tectonic and geological structure, surface structure of the Paleozoic rock complex, exposed sections, geochemical data, the presence of reservoir and cover rocks in the section of Paleozoic formations, the presence of direct signs of oil and gas content, the presence of fault zones, to which, as a rule, all hydrocarbon deposits identified in the sedimentary cover and oil

*and gas occurrences from the sections of the pre-Jurassic complex are confined. All the above positions stated by the authors indicate the prospects of oil and gas bearing capacity of the Paleozoic sediments of the Bukhara-Khiva region.*

**KEYWORDS:** hydrocarbon resources, oil and gas bearing capacity, Paleozoic formations, Bukhara-Khiva region, Nyurol trough, Turanian platform, West Siberian platform.

**В**ведение. Перспективы нефтегазоносности палеозойского комплекса пород Узбекистана всегда вызывали живой интерес со стороны геологов нефтегазового направления. В настоящее время промышленная продуктивность палеозойских отложений доказана на двух месторождениях (Кокчалак и Карачалак) в Устюртском регионе и на двух месторождениях (Гарбий Полвонтош и Южный Аламышик) в Ферганском регионе. Кроме того, из отдельных скважин, пробуренных на территории Бухаро-Хивинского региона со вскрытием палеозойских (доюрских) образований, были получены притоки углеводородов, вплоть до промышленных значений, однако по целому ряду объективных и субъективных причин, эти залежи не были введены в статус промышленно значимых.

Тем не менее, получение многочисленных притоков и нефтегазопроявлений из образований палеозойского возраста на территории Бухаро-Хивинского региона, а также имеющийся богатый мировой опыт освоения пород фундамента не позволяют исследователям игнорировать перспективы нефтегазоносности в пределах указанного региона.

**Материалы и методы исследований.** В настоящей статье предпринята попытка на основе имеющихся в распоряжении авторов материалов выполнить сравнительный анализ Бухаро-Хивинского региона Туранской платформы с Нюрольской впадиной Западно-Сибирской платформы, имеющих, по мнению авторов, много схожих черт в геологическом строении и истории развития. В основу исследований положен комплексный анализ опубликованных данных по геологическому строению и истории развития рассматриваемых регионов, результаты бурения и испытания скважин, исследований керна и шлама, геофизических исследований скважин и др.

Бухаро-Хивинский регион, расположенный в пределах северо-восточного борта Амударьинской синеклизы, является тектоническим элементом Туранской эпигерцинской платформы. Площадь региона составляет 53800 км<sup>2</sup>. Как все платформы, Туранская в разрезе характеризуется двухэтажным строением. Нижний этаж сформировался в результате проявления байкальского, каледонского и герцинского этапов орогенеза, и в его объёме выделяется дислоцированный подчехольный комплекс пород доюрских образований, во время формирования которого имели место магматические процессы. Этот комплекс разделяется на палеозойское основание – собственно кристаллическое основание, сформировавшийся в период докембрия, кембрия, ордовика, силура; складчатое основание, формирование которого происходило в период девона, карбона и нижней перми и сопровождалось интенсивными магматическими процессами. Завершается разрез пермо-триасовыми отложениями, сформировавшимися после поднятия территории региона, в результате деструкции земной коры, которые представляют промежуточный структурный комплекс (этаж) между складчатым основанием и осадочным чехлом [1].

Необходимо отметить, что выделение этого комплекса трактуется по-разному исследователями, анализирующими тектоническое строение Туранской платформы. Авторы статьи придерживаются мнения Бабаева А.Г. [2], Шаблинской Н.В. [3], Бакирова А.А., Князева В.С. и Чарыгина А.М. [4], что промежуточный этаж – это комплекс пород, сформировавшийся в период континентального перерыва между формированием фундамента и осадочного чехла, который, например, на севере Бухаро-Хивинского региона длился около 80 миллионов лет. Образование этого комплекса пород происходило в результате деструкции земной коры, когда денудированные осадки заполняли пониженные участки рельефа палеозойской поверхности. Эти отложения континентального генезиса, участками, где сохранились водоёмы, имеют характер озерных отложений.

Нюрольская впадина, расположенная в юго-западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного региона, является частью позднегерцинской Центральной Западно-Сибирской складчатой системы. Площадь впадины – около 40000 км<sup>2</sup>. В геологическом строении участвуют породы осадочного чехла, промежуточного структурного этажа (ПСЭ), складчатого основания и, собственно фундамента [5]. Вопрос о строении Западно-Сибирской платформы и Нюрольской впадины, в частности, является дискуссионным, так как существует множество мнений по этому вопросу. В Нюрольской впадине по доюрскому комплексу выделено более 20 структур, пробурено свыше 100 скважин, из которых 35% оказались продуктивными на нефть и газ. В результате петрографического изучения кернового материала и ГИС выяснено, что основной потенциал месторождений связан с трещиновато-пористо-кавернозным типом коллектора. Залежи приурочены как к верхней – дезинтегрированной части разреза (коре выветривания), так и к внутренним горизонтам палеозоя, разрезы которых сложены карбонатами, песчаниками, гравелитами, кремнисто-глинистыми породами, кварц-серицитовыми сланцами, вулканогенными породами, гранитами и др.

Структурно-тектоническое строение доюрского комплекса очень сложное: блоково-глыбовое, в связи с чем поверхность его носит резко дифференцированный характер. Перепад глубин от первых десятков до сотен метров, границы блоков, как правило, контролируются разрывными нарушениями.

Многие исследователи отмечают приуроченность Нюрольской впадины к грабен-рифтогенной структуре, образовавшейся в рифей-раннепалеозойское время [3].

Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Сурков В.С. (1977 г.), Крылов Н.А., Летавин А.И., Оруджева Д.С. и др. (1981 г.) считают, что на данной территории проявился триасовый рифтогенез, приведший к образованию грабенов [6].

Скважинами вскрываются карбонатные, карбонатно-терригенные, глинисто-сланцевые породы силур-девон-нижнекарбонатового возраста.

Анализ геологических и геофизических материалов свидетельствует, что фундамент Нюрольского бассейна сложен породами карбонатной, терригенно-карбонатной формаций с пластовыми телами эффузивов основного состава. Структура фундамента бассейна осложнена системой разломов, разбивающих его на ряд блоков, сложенных разновозрастными породами различного литологического состава и генезиса – от нормально-осадочных до магматических.

На участках развития карбонатных отложений при бурении скважин отмечаются интенсивные поглощения и потери циркуляции бурового раствора. Первый промышленный приток нефти из дезинтегрированных пород верхней части палеозойского разреза был получен в скважине № 2 на площади Малоичская, где при 6 мм штуцере дебит нефти составил 57,5 м<sup>3</sup>/сут., а при 10 мм штуцере он увеличился до 120 м<sup>3</sup>/сут. Последующие пробуренные скважины подтвердили существование залежи нефти. По мнению Запивалова Н.П., Амбросимовой О.О., Попова В.В., Малоичское месторождение является уникальным в Западной Сибири: это первое месторождение, поиск которого осуществлялся целенаправленно именно в палеозойских отложениях; продуктивность здесь связана только с палеозойскими отложениями; мезозойские отложения не продуктивны; на месторождении пробурена глубокая параметрическая скважина № 4, забой ее 4600 м, проходка по палеозою 1800 м; из 20 первоначально пробуренных скважин на этом месторождении 10 (50%) оказались продуктивными; притоки нефти получены из отложений силура и девона с различных глубин, и доказана рифогенная природа продуктивных карбонатных отложений [7].

Оценка ресурсов доюрских пород по Западной Сибири в целом весьма противоречива. Оптимистический вариант – десятки миллиардов тонн нефтяного эквивалента, пессимистический – тысячи тонн. К настоящему времени накоплен большой объем геолого-геофизической информации по палеозою Западной Сибири, но, по-видимому, недостаточный для однозначного мнения на многие вопросы геологического строения, тектоники, перспектив нефтегазоносности и другие. Изучение региона продолжается.

#### **Результаты и обсуждение.**

*Сопоставление Нюрольской впадины с Бухаро-Хивинским регионом по основным особенностям геологического строения и развития регионов*

Сопоставление Западно-Сибирской и Туранской платформ проводилось многими исследователями. Петрушевский Б.А. даже объединил равнинную часть Средней Азии и Западно-Сибирскую низменность в крупную платформу, названную им эпигерцинской [8]. Этот вопрос поднимался в работах Давлятова Ш.Д. [9], Шаблинской Н.В. [3; 10], Киршина А.В., Нугманова А.Х., Каломазова Р.У., Абетова А.Е. (2005 г.) и многих других.

В процессе анализа выполненных исследований и непосредственного изучения вышеназванными авторами были сформулированы признаки, по которым отмечались сходство и различия этих регионов.

В настоящей работе проводится сопоставление отдельных районов Западно-Сибирской и Туранской плит, поскольку авторы считают правомерным сопоставлять эти регионы не в целом, а Нюрольскую впадину Западно-Сибирской плиты и Бухаро-Хивинский регион Туранской плиты, в строении и истории развития которых можно отметить очень много общих характерных черт.

В настоящее время появились многочисленные публикации по открытым залежам и нефтегазоперспективам доюрского комплекса пород Западной Сибири, в частности, Нюрольской впадины.

Для Бухаро-Хивинского региона этот вопрос также очень актуальный, так как традиционный нефтегазоносный комплекс – карбонатная формация юрского воз-



раста освоена более чем на 75%, и необходимо переходить на поиски нефти и газа в других стратиграфических комплексах, одним из которых является палеозойский. Изучением этих отложений БХР длительное время занимаются в ГУ «ИГИРНИГМ» и АО «Узбекгеофизика». Информация по Западной Сибири, в частности по Нюрольской впадине, собрана по опубликованным работам (ИГНГ СО РАН, ВНИГНИ и др.) и фондовым отчетам ВНИГРИ: [3; 6; 7; 10; 11; 12; 13; 14; 15].

В процессе исследований проведено сопоставление между вышеназванными регионами и отмечено очень много сходных моментов в тектоническом строении, в структуре поверхности этого комплекса, в геологическом строении разрезов, в наличии прямых признаков нефтегазоносности комплекса, что обусловило возможность сравнивать их и по нефтегазовому потенциалу.

#### *Основные позиции сравнения*

I. В тектоническом строении и Нюрольская впадина, и Бухаро-Хивинский регион имеют двухярусное строение. Нижний ярус представлен породами палеозойского и допалеозойского возраста, верхний ярус – мезозой-кайнозойскими образованиями.

Верхний ярус является платформенным чехлом, а нижний ярус имеет сложное строение. По вопросу тектонического строения как Бухаро-Хивинского региона, так и Нюрольской впадины, существует множество мнений, но в данной работе принимается структура фундамента Бухаро-Хивинского региона по Бабаеву А.Г. и Шаблинской Н.В., а Нюрольской впадины – по Запивалову Н.П.

В трактовке Бабаева А.Г. платформы называют молодыми или древними по последнему этапу складкообразования. Для рассматриваемых территорий он закончился герцинским циклом тектогенеза, первая фаза которого приурочена к девонскому периоду, а окончательная фаза к верхнекаменноугольно–нижнепермскому времени. По окончании герцинского цикла тектогенеза произошел подъем территории и наступил длительный перерыв в осадконакоплении, сопровождавшийся денудацией сформировавшихся пород. Проявление этих процессов по территории регионов было разным, чем и обусловлена резкая дифференцированность доюрской поверхности и разновозрастность обнажающихся пород. При этом разрушающиеся породы переотлагались и заполняли пониженные участки и грабенообразные структуры.

Нижний ярус имеет трехэтажное строение. В основании залегает собственно кристаллическое основание, сложенное интенсивно преобразованными породами – сланцами амфиболитовыми, кристаллическими, гнейсами, базальтовыми и другими породами, сформировавшимися во время байкальского и каледонского циклов тектонического развития, средний этаж – это складчатое основание, породы которого формировались во время герцинского цикла тектогенеза, охватывающего девонский и каменноугольный периоды. Эти породы характеризуются избирательной метаморфизованностью и представлены, в основном, нормально осадочными породами. В конце верхнекаменноугольной и нижнепермской эпох произошла полная инверсия, образовалась складчатая страна, с последней фазой интрузивной деятельности, в основном, происходило внедрение магмы кислого и реже основного состава на территории БХР, и основного, реже кислого на территории Нюрольской впадины. Большая часть территории регионов была приподнята и осадконакопление происхо-

дило в континентальной обстановке. В результате денудационных процессов накапливался в основном грубообломочный материал красноцветной окраски, причем, площадное распределение их неравномерное – заполнялись пониженные участки сформировавшегося рельефа, особенно это касается триасовых отложений, распределение которых имеет спорадический характер. На участках сохранения замкнутых водоемов формировались сероцветные терригенные образования: аргиллиты, алевролиты, песчаники.

По мнению Запывалова Н.П., Мишинова Б.С., Сердюк З.Я., Пехтерева И.А., материалы региональных и детальны́х геофизических исследований в сочетании с геологическими подтверждают модель двухъярусного строения доюрского промежуточного комплекса юго-восточной части Западно-Сибирской плиты: нижний ярус морские терригенно-карбонатные отложения, сформировавшиеся в герцинскую фазу тектогенеза, а верхний – переслаиванием осадочных пирокластических и магматических пород пермо-триаса лагунно-континентального генезиса.

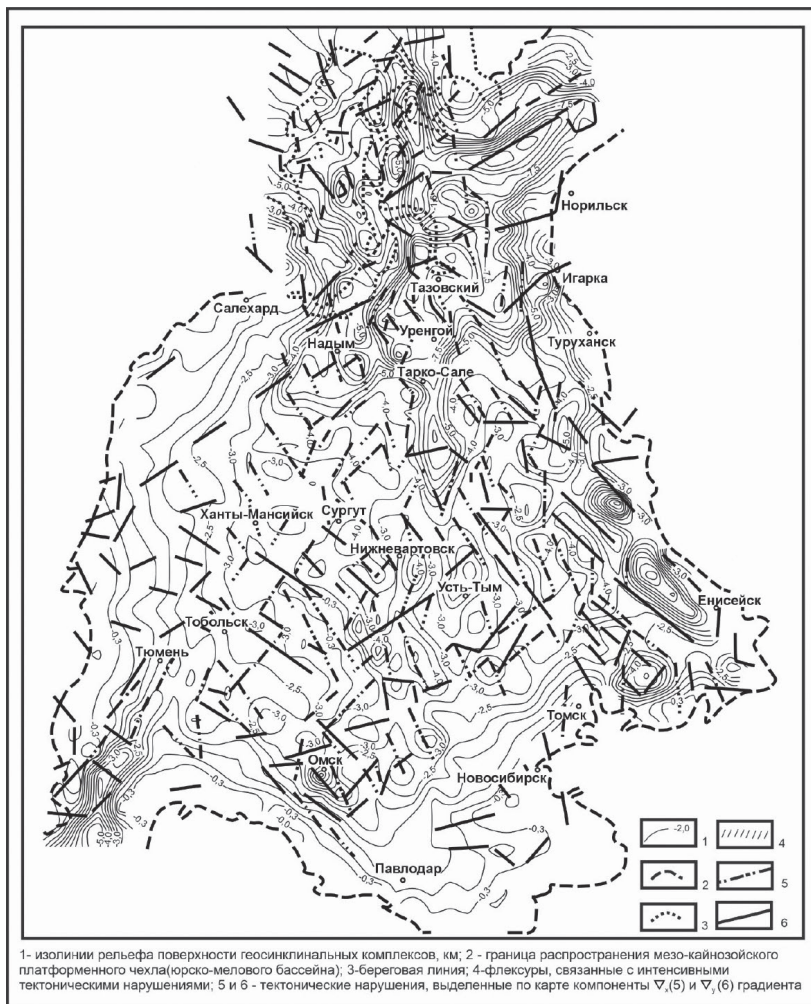
В пределах Бухаро-Хивинского региона нижняя секция разреза промежуточного этажа (верхнепермские отложения) формировалась в изолированных остаточных водоёмах или озерах и сложена более тонкозернистыми терригенными отложениями.

II. Поверхность доюрского комплекса и в том, и другом регионах является денудированной и представляет собой разбитую на блоки, причем резко расчлененную: приподнятые блоки сменяются погруженными, границами их, как правило, являются дизъюнктивные нарушения. Движение этих блоков происходило в каждую фазу тектонической активности, окончательная структурная поверхность сформировалась в последнюю альпийскую фазу тектогенеза. О блоковой поверхности доюрского комплекса БХР изложено выше. Опубликованные результаты обработки картографического материала доюрской поверхности Западной Сибири в виде тренд-анализа и градиентного анализа позволяет высказать соображение, что система выделяемых мелких тектонических нарушений образует диагональную сеть, совпадающую с планетарной (регматической) системой нарушений (*рисунок 1*) [14].

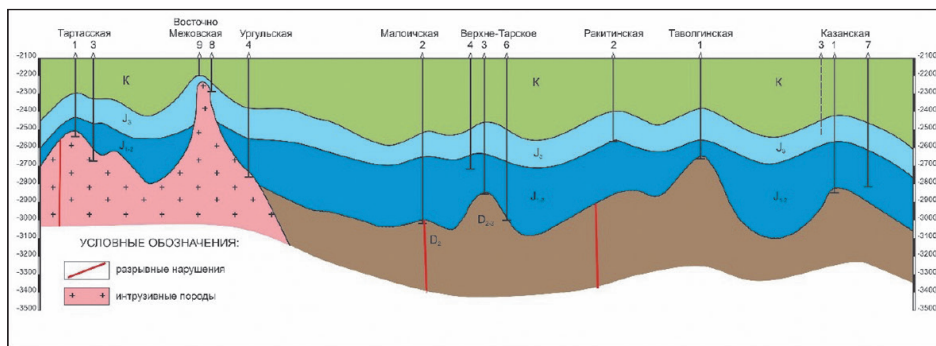
Поверхность доюрского комплекса в пределах этих регионов гетерогенная в возрастном отношении, гипсометрически разнорасположенные блоки были денудированы, соответственно, в разной степени, вследствие чего на поверхности обнажаются породы в широком стратиграфическом диапазоне – от докембрия до перми. Перерыв в осадконакоплении был от 10 до 200 млн лет на территории Западно-Сибирской и от 80 до 140 млн лет на Туранской плитах (*рисунок 2*).

О блоковом строении Бухаро-Хивинского региона было изложено ранее, а территория Нюрольской впадины в позднепалеозойское и раннемезозойское время была относительно приподнятой и подвергалась денудации с образованием площадных кор выветривания, мощность которых, по данным различных исследователей, варьируется от 5-20 м на сводах до 80-100 м на склонах структур.

Наличие многочисленных разноамплитудных и разноориентированных тектонических нарушений, а также их неоднократная попеременная активизация, происходившая в пермо-триасовый, юрский, меловой и новейший этапы геологического развития, обусловили мелкоблоковый характер этих выступов, способствовали



**Рисунок 1 – Схема прогнозных тектонических деформаций доюрской поверхности Западной Сибири (при построении использованы данные компоненты  $\nabla$  x и  $\nabla$  y градиента). Составил: Ивашко С.В. (ВНИГНИ), 2004 год**



**Рисунок 2 – Геологический разрез юго-восточной части Западной Сибири. Составил: Запивалов Н.П., 1997 г.**



формированию многочисленных магматических образований, инициировали многократную проработку исходных пород вторичными процессами [11].

III. Полные разрезы этих регионов хорошо сопоставляются (особенно палеозойская секция) и только отдельные литологические и фациальные особенности пород в разрезах указывают на отличия: Туранский бассейн сообщался с океаном с юга и с запада, где превалировал аридный климат, вследствие чего в разрезах верхней юры имеют распространение галогенные образования, гипсы и ангидриты.

Западно-Сибирский бассейн в это время был связан непосредственно с северным океаном, и в разрезах мезозоя и кайнозоя происходило формирование терригенных глинисто-кремнистых пород, а в разрезах палеозоя – кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых, сформировавшихся в бореальной обстановке.

IV. Анализ тектонического строения фундамента и платформенного чехла Туранской и Западно-Сибирской плит свидетельствует в том и другом случае о периодической тектонической активности региона во время формирования осадочного чехла и ловушек в его разрезе.

Некоторые исследователи [9] отмечают разную тектоническую активность в мезозойскую эру этих регионов, считая, что в Западно-Сибирской впадине формирование структур связано с юрским и меловым периодами, в конце мелового и в течение палеогенового периодов здесь произошло замедление тектонической активности, а в конце палеогенового и начале неогенового периодов тектоническая активность возросла. В Западном Узбекистане, по мнению Давлятова Ш.Д., тектоническая активность достигла максимума только в неоген-антропогеновое время.

Накопленный фактический материал за последние десятилетия позволил проследить эволюцию во времени седиментационных бассейнов Туранской плиты, проанализировать главные особенности формирования структуры региона в различные фазы тектонической активности. Было выявлено трехфазное проявление активизации тектонического режима развития региона.

I-ая фаза приурочена к пермо-триасовому периоду, когда в центральной части Амударьинской синеклизы возник линейно-вытянутый почти на 500 км грабен, выполненный мелкообломочной сероцветной толщей пород мощностью до 2500-3000 м [2].

II-я фаза активизации проявилась в позднеюрское время, в конце оксфордского периода или в кимеридже. Об этом свидетельствуют размытая поверхность карбонатной формации и наличие брекчированных известняков в кровле ее, фиксируемых многими исследователями при изучении разрезов, особенно в обнажениях. С рубежом этой активизации связано образование складок по нижнеюрским – оксфордским отложениям, наблюдаемых в обнажениях Юго-Западного Гиссара. Кроме того, отмечаются размытые своды многих складок и возникновение или возрождение разломов [16].

Следующая III-я фаза активизации тектонических движений произошла в неоген-антропогеновое время и окончательно определила современную расчлененность доюрского рельефа и рельефа региона вообще.

Таким образом, для Туранской плиты вообще, а для Бухаро-Хивинского региона в частности, главная движущая сила формирования единичных ловушек (как любой платформенной области) – вертикальные движения, интенсивность которых была

значительной в юрское, наименьшей в мел-палеогеновое, и вновь, значительное, в неоген-антропогеновое время.

Анализ тектонического строения фундамента и платформенного чехла Западно-Сибирской плиты [17] свидетельствует о том, что в мезозой-кайнозойском чехле выражены структуры, возникшие в результате вертикальных и тангенциальных движений, и это было обусловлено периодической тектонической активностью региона во время формирования осадочного чехла.

V. Структуры, образованные в осадочном чехле, как правило, отвечают эрозионно-тектоническим выступам, выраженным в домезозойском основании, как в Западно-Сибирском, так и в Бухаро-Хивинском регионах. Эрозионно-тектонические выступы создаются блоково-глыбовыми движениями по разломам в пределах крупных отрицательных структур фундамента, которые испытывают постоянное погружение.

VI. Геохимические данные по изучению рассеянного органического вещества (РОВ) и растворимых битумоидов (ХБА) в пределах Бухаро-Хивинского региона и Нюрольской впадины свидетельствуют об их сопоставимости.

В доюрских образованиях ниже-среднекаменноугольного возраста Бухаро-Хивинского региона встречаются различные морфологические типы РОВ в виде углестых частиц витринита, более преобразованного дисперсного ОВ, а также в виде битуминозного вещества каплевидной формы. Степень преобразованности пород каменноугольного возраста характеризуется стадией начального катагенеза и, по-видимому, не превышает стадию глубинного катагенеза.

Содержание Сорг в девонских отложениях 0,63-0,81%, в ниже-среднекаменноугольных отложениях от 0,004 до 0,43%. Содержание ХБА в девонских отложениях – 0,010-0,016%, в ниже-среднекаменноугольных – 0,015-0,045%, в среднекаменноугольных – 0,012%. Градация катагенеза высокая МК5 – АК.

По Западно-Сибирскому региону [12] рассеянное органическое вещество из карбонатных отложений скв. № 4 Малоичская представлено витринитом, имеет степень катагенеза Г-К, в других скважинах (№ 3 Малоичская, № 13 Верхнетарская) степень катагенеза Г-Ж. Градация катагенеза до МК4. Элементный состав РОВ сапропелевый. Содержание РОВ в породах разреза скв. № 4 Малоичская колеблется от 0,03 до 8,62%. Среднее содержание С орг для пород девона равно 0,29%, для силура 0,35%, это в 1,5 раза больше, чем субкларковые концентрации.

Карбонатные отложения силура и девона характеризуются высокой битуминозностью и наличием прямых признаков битумопроявлений в кернах. Таким образом, все геохимические показатели сопоставимы по обоим регионам.

Необходимо отметить, что при проведении геохимических исследований по Тюменской сверхглубокой скважине был использован новый запатентованный метод определения палеотемператур по газовой составляющей пород [18]. Проведенные исследования показали, что степень катагенеза пород обычно завышается – даже на глубине 6,2 км она не превышает АК1, что, по мнению этих ученых, позволяет дать положительную прогнозную оценку нефтегазоносности отложений, залегающих в более жестких термобарических условиях.

Здесь уместно привести мнение о том, что «... в нефтегазовой геологии до сих пор не разработаны теоретические аспекты глубинной нефтегазоносности, а созданная и развиваемая теория зональности (по глубине) нефте- и газообразования реально не учитывается при планировании больших глубин» [19].

VII. Важным моментом при сопоставлении регионов является наличие в разрезах пород-коллекторов.

В Бухаро-Хивинском регионе исследования по емкостным свойствам доюрских пород выполнялись по отдельным образцам. Целенаправленные исследования этого параметра выполнены в незначительном объеме, поскольку вскрытие палеозойских пород осуществлялось лишь на несколько метров, реже – на десятки и только в 10 скважинах палеозойский разрез был вскрыт на сотни метров: (скв. № 102 Уртабулак (271 м); скв. № 3 Северная Сузьма (348 м); скв. № 1П Борса (644 м); скв. № 1П Южный Кульбешкак (600 м); скв. № 6 Сеталантепе (438 м); скв. № 1П Бештепе (1562 м); скв. № 1П Караулбазар (1371 м); скв. № 1П Кульбешкак (1435 м); скв. № 1П Мубарек (251 м); скв. № 1П Кокдумалак (1032 м). Но даже незначительный объем ядерного материала и результатов ГИС позволил сделать вывод, что пласты-коллекторы присутствуют по всему палеозойскому разрезу, во всех разновидностях пород, и самое главное, что притоки УВ и нефтегазопроявления также отмечены по всему разрезу в породах, разных по возрасту и литогенетическим типам; пласты-коллекторы имеются не только в разрезе нормально-осадочных пород, но в объеме эффузивных, интрузивных и метаморфических пород (скв. № 2, 5, 11, 16, 31 Северный Мубарек, скв. № 3 Шумак, скв. № 5, 19, 10 Шурчи, скв. № 1П Южный Кульбешкак, скв. № 1 Гарбий Хаккуль, скв. № 1 Урарабад, скв. № 1П Мубарек и др.), коллекторы, в основном, трещинного, кавернозно-трещинного типа, распределение их по площади и разрезу неравномерное [1].

В разрезах Нюрольской впадины также выделяются пласты-коллекторы. Коллекторы в основном порово-трещинного, трещинного, порово-кавернозно-трещинного типов и в их распределении по разрезу и площади отличается резкая вертикальная и латеральная дифференциация – от непроницаемых разностей до коллекторов, при испытании которых были получены притоки нефти более 400 м<sup>3</sup>/сут. Пласты-коллекторы наблюдаются и в прикровельной части доюрских пород, в коре выветривания, и во внутренних частях разрезов.

По результатам интерпретации комплекса геолого-геофизических материалов по скважине Ен-Яхинская СГ-7 (глубиной 8250 м) установлен ряд важных характерных особенностей вскрытого разреза [20]. Ниже глубины 3800 м отмечается стабилизация и увеличение пластов-коллекторов, что обусловлено наличием зоны АВПД, способствующей сохранению достаточно высоких коллекторских свойств пород на больших глубинах. На глубине 5000 м при отсутствии АВПД пористость должна быть 5-6%, в скважине она достигает 11-12%, что свидетельствует о существовании благоприятных условий для вскрытия газонасыщенных пластов коллекторов на глубине более 6000 м.

В Бухаро-Хивинском регионе, в скважине № 1П Кокдумалак на глубине более 5000 м отмечается АВПД и увеличивается значение пористости до 8,7% и количество прослоев сложных коллекторов.

Решающую роль в развитии высокочемких и высокопроницаемых коллекторов играют условия седиментогенеза и унаследованность дальнейших процессов преобразования пород. Благоприятная или неблагоприятная первичная структура порового пространства предопределяет интенсивность и характер постседиментационных преобразований. Поэтому коллекторские свойства бывшей коры выветривания, также претерпевшей значительные вторичные изменения, могут быть как ухудшенными в сравнении с нижележащими палеозойскими породами, так и улучшенными [11].

VIII. Вопрос о покрышках является одним из важнейших при формировании залежей УВ. В доюрских разрезах БХР покрышки представлены сланцами, аргиллитами, площадное распределение их локальное, в том числе и в пределах выступов. В покрывающих юрских отложениях они сложены алевролитами и глинами и распространение их носит региональный характер.

Покрышками для выявленных залежей в Западной Сибири, по данным Амбросимовой О.О., Беловой Е.В. (2000 г.), являются также, как и в БХР, покрывающие отложения платформенного чехла, и также имеют локальный характер. Они представлены глинистыми, глинисто-углисто-алевролитовыми породами ниже-среднеюрского возраста, реже позднеюрского. Но даже в пределах одного месторождения они могут быть неоднородными. В пределах внутренней структуры палеозоя залежи могут быть разделены экранами из непроницаемых карбонатных, реже магматических пород (месторождения Малоичское, Восточное).

IX. О прямых признаках нефтегазоносности Западно-Сибирского доюрского комплекса свидетельствуют более 100 открытых залежей нефти и газа. В Нюрольском бассейне открыто 22 месторождения. В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции пробурено целенаправленно на палеозойские отложениях 208 поисково-разведочных скважин, из которых 75 скважин (36%) продуктивных.

Бухаро-Хивинский регион не отличается такими успехами. Здесь около 559 скважин вскрыли доюрский разрез, но в основном на первые метры. Только 7 скважин были заданы с целью изучения палеозойских пород (скв. № 1П Борса; скв. № 1П Бештепе; скв. № 1П Южный Кульбешкак; скв. № 1П Караулбазар; скв. № 1П Кульбешкак; скв. № 1П Мубарек; скв. № 1П Кокдумалак). В скважине № 1П Южный Кульбешкак вскрыта 600 метровая толща альбитофиров и их метасоматитов. Разрез был опробован, весь разрез загазован, были получены притоки газа дебитом 2,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 5,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В остальных скважинах, в единичных случаях проводили опробование и даже при том, что целенаправленно доюрский комплекс пород не опробовался, полученные попутно с опробованием разрезов осадочного чехла положительные результаты довольно высоки: из 152 объектов, опробованных в доюрском комплексе пород в 41 объекте (27%), были получены промышленные и непромышленные притоки УВ или отмечены нефтегазопроявления. Промышленные и непромышленные притоки нефти и газа были получены в скважинах №№ 2, 5, 11, 16. 31 Северный Мубарек, №№ 40, 4, 74 Караулбазар, скв. № 1 Сеталантепе, скв. № 3 Шумак, скв. №5 Шурчи, скв. №1 Восточный Ташлы; скв. № 1П Южный Кульбешкак, скв. № 1 Кунгуртау и нефтегазопроявления скв. № 3 Северная Сузьма, скв. № 1 Акджар, скв. № 1 Западный Гордан, скв. № 6 Ходжихайрам, скважины №№ 10, 19 Шурчи [5].

Х. Обобщение геолого-геофизического материала по БХР позволило выявить еще одну аналогичную закономерность: все месторождения УВ, выявленные в осадочном чехле, и нефтегазопроявления из разрезов доюрского комплекса приурочены, как правило, к зонам разрывных нарушений.

О значении вертикальной миграции УВ по разломам отмечали многие исследователи в прошлом веке, хотя эта тема для сторонников органического происхождения УВ не была расхожей, ими, в большей степени, принималась латеральная миграция.

Еще в 1981 году в ИГИРНИГМе была выполнена работа, позволившая установить взаимосвязь размещения разломов по палеозойской поверхности и залежей нефти и газа, размещенных в осадочном чехле. Позже выполненный анализ позволил увязать с данными выводами полученные промышленные, непромышленные притоки УВ и нефте-газопроявления, отмеченные в доюрском комплексе пород. Можно сформулировать вывод, что месторождения и нефте-газопроявления приурочены к разломам и узлам их пересечения. Это можно отметить в качестве одного из критериев для прогнозирования площадей, перспективных на открытие новых ловушек и залежей.

Исследователями Западно-Сибирского доюрского комплекса также отмечена такая взаимосвязь [3; 6].

**Заключение и выводы.** Сопоставление Нюрольской впадины и Бухаро-Хивинского региона показывает, что они схожи, и по мнению авторов данной работы, можно ожидать открытия залежей УВ в доюрском комплексе Бухаро-Хивинского региона. Авторы считают, что необходимо разработать эффективную методику поисково-разведочных работ на нефть и газ в палеозойских отложениях Бухаро-Хивинского региона. Все вышеизложенные авторами позиции свидетельствуют о перспективах нефтегазоносности палеозойских отложений Бухаро-Хивинского региона. 🌐

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Абдуллаев Г.С., Бабаджанов Т.Л., Эйдельмант Н.К., Богданов А.Н., Миркамалов Х.Х., Мордвинцев О.П., Солопов Г.С., Эйдельмант И.М., Хасанов Р.Р., Соколова Г.О., Насыров Д.Д. Особенности строения и нефтегазовые перспективы доюрского комплекса пород Бухаро-Хивинского региона (Западный Узбекистан). – Ташкент, 2009. – 116 с. [Abdullaev G.S., Babadzhanov T.L., E'jdel`nant N.K., Bogdanov A.N., Mirkamalov X.X., Mordvincev O.P., Solopov G.S., E'jdel`nant I.M., Xasanov R.R., Sokolova G.O., Nasy`rov D.D. Osobennosti stroeniya i neftegazovy`e perspektivy` doyurskogo kompleksa porod Buxaro-Xivinskogo regiona (Zapadny`j Uzbekistan). – Tashkent, 2009. – 116 s.]
- 2 Бабаев А.Г. Геотектоническая история Западного Узбекистана и региональные закономерности размещения скоплений нефти и газа. – Ленинград: Недра, 1966. – 372 с. [Babaev A.G. Geotektonicheskaya istoriya Zapadnogo Uzbekistana i regional`ny`e zakonornernosti razmesheniya skoplenij nefiti i gaza. – Leningrad: Nedra, 1966. - 372 s.]
- 3 Шаблинская Н.В. Разломная тектоника Западно-Сибирской и Тимано-Печерской плит и вопросы нефтегазоносности палеозоя. – Ленинград: Недра, 1982. – 228 с. [Shablinskaya N.V. Razlomnaya tektonika Zapadno-Sibirskoj i Timano-Pecherskoj plit i voprosy` neftegazonosnosti paleozoya. – Leningrad: Nedra, 1982. – 228 s.]
- 4 Фундамент, основные разломы Туранской плиты в связи с её нефтегазоносностью. // Под редакцией А.А. Бакирова. – М.: Недра, 1970. – 248 с. [Fundament, osnovny`e



- razlomy` Turanskoj plity` v svyazi s eyo neftegazonosnost`yu. // Pod redakciej A.A. Bakirova. – М.: Nedra, 1970. – 248 s.]
- 5 Запивалов Н.П., Каштанов В.А. Авлакогенная концепция развития и нефтегазосность фундамента Западно-Сибирского мегабассейна. // Сб. Нефтегазосность фундамента осадочных бассейнов. – М., 2001. – С. 202-203. [Zapivalov N.P., Kashtanov V.A. Avlakogennaya koncepciya razvitiya i neftegazonosnost` fundamenta Zapadno-Sibirskogo megabassejna. // Sb. Neftegazonosnost` fundamenta osadochny`x bassejnov. – М., 2001. – С. 202-203.]
  - 6 Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Сурков В.С. Геологическое строение и нефтегазосность палеозойских отложений Нюрольского бассейна. // Сб. Проблемы геологии и нефтегазосности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: 1977. – тр. СНИИГГИМС, вып. 255. – С. 22-31. [Zhero O.G., Smirnov L.V., Surkov V.S. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost` paleozojskix otlozhenij Nyuroľskogo bassejna. // Sb. Problemy` geologii i neftegazonosnosti doyurskix otlozhenij Zapadno-Sibirskoj plity`. – Novosibirsk: 1977. – tr. SNIIGGIMS, vy`p. 255. – С. 22-31.]
  - 7 Запивалов Н.П., Амбросимова О.О., Попов В.В. Геолого-геофизическая модель Малоического месторождения в палеозое Западной Сибири и особенности его освоения. // Геология нефти и газа. – 1997. – № 2. – С. 30-37. [Zapivalov N.P., Ambrosimova O.O., Popov V.V. Geologo-geofizicheskaya model` Maloicheskogo mestorozhdeniya v paleozoe Zapadnoj Sibiri i osobennosti ego osvoeniya. // Geologiya nefiti i gaza. – 1997. – № 2. – С. 30-37.]
  - 8 Петрушевский Б.А. Урало-Сибирская эпигерцинская платформа и Тянь-Шань. – М., 1955. – 552 с. [Petrushevskij B.A. Uralo-Sibirskaya e`pigercinskaya platforma i Tian`Shan`. – М., 1955. – 552 s.]
  - 9 Давлятов Ш.Д. Тектоника нефтегазосных районов Западного Узбекистана. – Ташкент: ФАН. – 1971. – 176 с. [Davlyatov Sh.D. Tektonika neftegazonosny`x rajonov Zapadnog Uzbekistana. – Tashkent: FAN. – 1971. – 176 s.]
  - 10 Шаблинская И.В., Будаев Г.Ф., Лазарев В.С. Промежуточные структурные комплексы платформенных областей СССР. – М.: Недра, 1990. – 177 с. [Shablinskaya I.V., Budaev G.F., Lazarev V.S. Promezhutochny`e strukturny`e komplekсы` platformenny`x oblastej SSSR. – М.: Nedra, 1990. – 177 s.]
  - 11 Амбросимова О.О., Белова Е.В. Резервуары углеводородов в эрозионно-тектонических выступах доюрских пород юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. // Геология нефти и газа. – 2000. – № 3. – С. 17-21. [Ambrosimova O.O., Belova E.V. Rezervuary` uglevodorodov v e`rozionno-tektonicheskix vy`stupax doyurskix porod yugo-vostochnoj chasti Zapadno-Sibirskoj plity`. // Geologiya nefiti i gaza. – 2000. – № 3. – С. 17-21.]
  - 12 Запивалов Н.П. Особенности формирования залежей нефти в глубокозалегающих палеозойских карбонатных отложениях промежуточного этажа южной части Западно-Сибирской плиты. // Сб. Особенности формирования залежей нефти и газа в глубокозалегающих пластах. – М.: Наука, 1980. – С. 223-229. [Zapivalov N.P. Osobennosti formirovaniya zalezhej nefiti v glubokozalegayushhix karbonatny`x otlozheniyax promezhutochnogo e`tazha yuzhnoj chasti Zapadno-Sibirskoj plity`. // Sb. Osobennosti formirovaniya zalezhej nefiti i gaza v glubokozalegayushhix plastax. – М.: Nauka, 1980. – С. 223-229.]
  - 13 Запивалов Н.П. Опыт поисков, разведки и освоение залежей нефти и газа в палеозойском фундаменте Западной Сибири. // Сб. Нефтегазосность фундамента осадочных бассейнов. – Москва: 2001. – С. 269-272. [Zapivalov N.P. Opy`t poiskov, razvedki i osvoenie zalezhej nefiti i gaza v paleozojskom fundamente Zapadnoj Sibiri. // Sb. Neftegazonosnost` fundamenta osadochny`x bassejnov. – Moskva: 2001. – С. 269-272.]

- 14 Ивашко С.В. Анализ тектонических деформаций доюрской поверхности Западной Сибири с помощью компьютерного моделирования. // Геология нефти и газа. – 2004. – № 6. – С. 18-27. [Ivashko S.V. Analiz tektonicheskikh deformacij doyurskoj poverxnosti Zapadnoj Sibiri s pomoshh`yu komp`yuternogo modelirovaniya. // Geologiya nefiti i gaza. – 2004. – № 6. – S. 18-27.]
- 15 Шустер В.Л., Пуананова С.А. Вопросы освоения нетрадиционных запасов углеводородов фундамента Западной Сибири и многокритериальная оценка перспектив его нефтегазоносности. // Георесурсы. – 2014. – № 4 (59). – С. 53-58. [Shuster V.L., Punanova S.A. Voprosy` osvoeniya netradicionny`x zapasov uglevodorodov fundamenta Zapadnoj Sibiri i mnogokriterial`naya ocenka perspektiv ego neftegazonosnosti. // Georesursy`. – 2014. – № 4 (59). – S. 53-58.]
- 16 Абдуллаев Г.С., Эйдельмант Н.К., Богданов А.Н. Поиски залежей нефти и газа в доюрском комплексе пород Бухаро-Хивинского региона – резерв для наращивания сырьевой базы Республики Узбекистан. // Узбекский журнал нефти и газа. – 2016., специальный выпуск, с. 43-52. [Abdullaev G.S., E`jdel`nant N.K., Bogdanov A.N. Poiski zalezhej nefiti i gaza v doyurskom komplekse porod Buxaro-Xivinskogo regiona – rezerv dlya narashhivaniya sy`r`evoy bazy` Respubliki Uzbekistan. // Uzbekskij zhurnal nefiti i gaza. – 2016., special`ny`j vy`pusk, s. 43-52.]
- 17 Ростовцев Н.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. – Москва: «Госгеолтехиздат», 1958. – 391 с. [Rostovcev N.N. Geologicheskoe stroenie i perspektivy` neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskoj nizmennosti. – Moskva: «Gosgeoltexizdat», 1958. – 391 s.]
- 18 Мурогова Р.Н., Труфанова С.Ф. Механизм образования углеводородов в породах различного генезиса. // Сб. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. – Москва: 2001. – с. 47-50. [Murogova R.N., Trufanova S.F. Mexanizm obrazovaniya uglevodorodov v porodax razlichnogo genezisa. // Sb. Neftegazonosnost` fundamenta osadochny`x bassejnov. – Moskva: 2001. – s. 47-50.]
- 19 Белоконь Т.В. Проблемы нефтегазоносности больших глубин. // Геология нефти и газа. – 1998. – № 6. – С. 13-20. [Belokon` T.V. Problemy` neftegazonosnosti bol`shix glubin. // Geologiya nefiti i gaza. – 1998. – № 6. – S. 13-20.]
- 20 Хахаев Б.Н., Горбачев В.И., Бочкарев В.С., Нестеров И.И., Карасева Т.Н., Тарханов Г.В., Есипко О.А., Парасына В.С., Маринин В.И. Основные результаты сверхглубокого бурения в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. // Сб. Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозой-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности. – Тюмень-Новосибирск: 2008. – С. 224-227. [Xaxaev B.N., Gorbachev V.I., Bochkarev V.S., Nesterov I.I., Karaseva T.N., Tarxanov G.V., Esipko O.A., Parasy`na V.S., Marinin V.I. Osnovny`e rezul`taty` sverxglubokogo bureniya v Zapadno-Sibirskoj neftegazonosnoj provincii. // Sb. Fundament, struktury` obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoj-kajnozojskogo osadochnogo bassejna, ix geodinamicheskaya e`voluciya i problemy` neftegazonosnosti. – Tyumen`-Novosibirsk: 2008. – S. 224-227.]