

Ишанов М.Х., Валиев Ш.Ф., Саидов С.С.

**ТУШТҮК-БАТЫШ ТАЖИКИСТАНДАГЫ НЕФТЬ ЖАНА ГАЗДЫН
КЕЛЕЧЕГИНИН КРИТЕРИЙЛЕРИНИН АНАЛИЗИ**

Ишанов М.Х., Валиев Ш.Ф., Саидов С.С.

**АНАЛИЗ КРИТЕРИЕВ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ЮГО-ЗАПАДНОГО ТАДЖИКИСТАНА**

M.Kh. Ishanov, Sh.F. Valiev, S.S. Saidov

**ANALYSIS OF THE CRITERIA OF PETROLEUM POTENTIAL
OF SOUTH-WEST TAJIKISTAN**

УДК: 624.131

Мезокайнозойдун кыртыштарын комплекстик изилдөө малыматтары менен литофация, гидрохимия, алгачкы тектоника жана башка карта материалдарды Түштүк-Батыш Тажикстандагы нефть жана газ перспективасын алдын алуу баалоо берилет.

Негизги сөздөр: *критерийлер, нефть жана газдын болушу, литофация, алгачкы тектоника, гидрохимия, прогноздук баалоо, нефтин жана газдын перспективасы.*

На основании имеющихся материалов комплексных исследований мезокайнозойских отложений и построения литофациальных, гидрогеохимических, палеотектонических и других картографических материалов дана прогнозная оценка перспектив нефтегазоносности Юго-Западного Таджикистана.

Ключевые слова: *критерии, нефтегазоносность, литофация, палеотектоника, гидрохимия, прогнозная оценка, перспектива нефтегазоносности.*

On the basis of comprehensive research materials meso Cenozoic deposits and construction of lithofacies, hydrogeochemical, paleotectonic and other cartographic materials given prognosis estimation of petroleum potential of South-Western Tajikistan.

Key words: *criteria, petroleum potential, lithofacies, paleotectonics, hydrochemistry, prognostic evaluation, the prospect of oil and gas potential.*

За период нефтегазопромысловых работ на территории Юго-Западного Таджикистана силами геологов нефтяников проведен определенный комплекс региональных исследований мезозойских и кайнозойских отложений. В результате этих исследований составлены серии тематических карт, в том числе литолого-фациальные, палеогеографические, палеотектонические, геохимические, гидрогеологические и другие карты, в которых обобщены данные поисково-разведочного бурения, геологических и тематических исследований.

Нами выполнен анализ критериев перспектив нефтегазоносности Юго-Западного Таджикистана полученные на основе комплекса региональных исследований мезозойских и кайнозойских отложений Таджикской депрессии, выполненных Захаровым С.А., Азимовым П.К., Бабаевым Ш.Б., Бабковым

К.В., Валиевым М.С., Волос Г.С., Сафьян Л.М., Лозиевым В.П., Ишановым М.Х., Кориным А.К., Коробко В.С., Лебзиным Е.В., Лучниковым В.С., Яковец Ю.А., Шукуровым А.Т., Мамаджоновым Х.М., Бузуруковым Д.Д., Саидовым С.С. и другими.

Ниже приводятся основные результаты, полученные в результате анализа этих критериев с оценкой перспектив Юго-Западного Таджикистана на нефть и газ.

Литолого-фациальные и палеогеографические критерии

Литолого-фациальные и палеогеографические критерии проводятся на основании изучения стратиграфии, литологии, палеогеографии осадочных формации мезозоя и кайнозоя Таджикской депрессии, которые позволяют сделать следующие выводы, характеризующие перспективы нефтегазоносности Юго-Западного Таджикистана.

1. Мезозойские и кайнозойские отложения представлены широким спектром осадочных пород – терригенных, карбонатных и галогенных-морского, лагунного и континентального происхождения. Суммарная мощность осадочного покрова колеблется в пределах 5-12 км. Длительность существования морских и лагунных условий осадконакопления (большая часть юрского периода, часть раннемеловой, и позднемеловой эпохи, палеогеновый период) превосходит продолжительность континентального седиментогенеза, что считается фактором, благоприятным для процесса нефтегазообразования.

2. Наличие в разрезе мощных толщ преимущественно глинистых и карбонатных отложений также оценивается как фактор благоприятный для нефтегазообразования.

3. Широкое распространение песчано-алевролитовых и карбонатных пород, позволяет рассматривать Таджикскую депрессию достаточно обеспеченным потенциальными коллекторами нефти и газа. Следует отметить, что объем суммарной пористости мезозойских и кайнозойских отложений рассматриваемого региона (более 5 миллиардов кубических метров) во много раз превосходит принятый объем запасов углеводородов.

4. Наиболее мощные толщи преимущественно пористо-проницаемых пород стратиграфически приурочены к келловейскому и оксфордскому ярусам юрской системы, готеривскому и аптским ярусам нижнего отдела меловой системы, компанскому и мастрихтскому ярусам верхнего мела и палеоценовому отделу палеогеновой системы. Это позволяет выделить в разрезе преимущественно проницаемые комплексы: верхнеюрский, нижнемеловой и сенон-палеоценовый, с которыми должны быть связаны основные местоскопления углеводородов. Каждый комплекс перекрыт мощной толщей преимущественно непроницаемых пород, которые обеспечивают надежное экранирование скопления нефти и газа, а также являются нефтегазоматеринскими и нефтегазопроизводящими толщами.

5. Достоверных сведений о характере распределения мощностей верхнеюрского пористо-проницаемых комплексов кроме Душанбинского прогиба пока не имеется [6,7]. Обоснованным, представляется лишь предположение о том, что в районе западной границы Кулябской синклинали зоны происходит замещение в восточном направлении верхнеюрской карбонатной толщи отложениями юрской терригенной формации. Нижнемеловой пористо-проницаемый комплекс достигает наибольшей мощности в северной и восточных частях региона, а сенон-палеоценовый широко развит в восточной и южных частях.

6. Литолого-палеогеографические данные свидетельствуют о заметных различиях между условиями осадконакопления в юго-восточных частях депрессии и седиментогенезом в центральных районах. По нашему мнению седиментогенез центральных регионов Таджикской депрессии больше связан с Мургабской и Амударьинским впадинами Туранской плиты [3]. Этот вывод дает основание дифференцированно подходить к оценке перспектив нефтегазосности различных частей депрессии.

Таким образом, анализ литолого-фациальных критериев приводит к выводу о том, что мезозойские и кайнозойские отложения рассматриваемого региона на Таджикской депрессии могли генерировать нефть и газ и обладать предпосылками для образования их скопления [4].

Палеотектонические критерии

Основной задачей палеотектонических критериев надо считать установление местоположения и особенностей строения тектонических элементов разного порядка, процесса их формирования, взаимоотношение в пространстве, степени унаследованности и палеоструктурных изменений. При этих исследованиях основное внимание уделялось выявление тектонических форм, которые могли при благоприятных условиях образовать скопления углеводородов или контролировать распределение нефти и газа в ловушках различного типа. Таким элемента-

ми могли быть складчатые (антиклинали, структурные носы, флексуры) и разрывные нарушения структур [1].

Наличие исходного материала не позволяет однозначно выделить зоны развития всех типов древних тектонических нарушений. Поэтому, к настоящему времени сделана попытка выявить и проследить эволюцию наиболее крупных зон устойчивого вздымания и погружений, характеризующих различные стадии формирования современной структуры рассматриваемого региона Таджикской депрессии.

В настоящее время, общепринятым является представление о том, что в мезозойской и кайнозойской истории геологического развития, рассматриваемый регион обособлялся в три этапа: платформенный, постплатформенной активизации и современный, с которым связано формирование крупных разрывных нарушений (преимущественно надвигов, взбросов).

Анализ палеогеографических, палеотектонических и формационных карт по отдельным стратиграфическим подразделениям позволяет сделать ряд выводов, в том числе:

1. В течение платформенного этапа развития Таджикской депрессии (в пределах Юго-Западного Таджикистана) согласно Г.С. Волос и другие [1]. Существовали два крупных тектонических элемента (рис. 1). Первый охватывал восточную и южную часть рассматриваемого региона и представлял собой область преимущественного погружения (северо-восточная часть), в литературе идет под наименованием Предпамирогиндукушским прогибом. В его пределах примерно к середине мелового периода юрские образования были погружены на глубины более 1-3 км. Второй тектонический элемент, включающий северо-западную часть территории, оценивается как область относительного вздымания (в литературе называется Вахш-Кафирниганским палеосводом).

2. С началом орогенического этапа (конец палеогенового – начало неогенового периода) намечается постепенная дифференциация Таджикской депрессии. В пределах депрессии формируются внутридепрессионные поднятия – субмеридиально ориентированные цепи антиклинальных складок. Таким образом, к середине плиоценовой эпохи (к концу формирования полизакской свиты), характер структурного плана резко меняется. Сформированные в платформенном этапе крупные пологие структуры, осевые линии которых имели субширотное простираение, осложняются субмеридиональными линейными формами. В то же время, некоторые из них например, структуры Душанбинского прогиба [2] развивались конседиментационно. Уже к концу орогенического этапа была в общих чертах сформирована складчатая структура современного тектони-

ческого плана Таджикской депрессии. К середине плейстоцена возможно были проявлены большинство разрывных нарушений, осложняющих крутые крылья структур в антиклинальных линиях, имеющих характер взбросов и сдвигов.

3. Современный этап формирования структуры исследуемой территории характеризуется повышением интенсивности тектонических движений и в некоторых случаях инверсией их направлений. В конфигурации основных структур современного

плана наблюдается унаследованность форм как от этапа активизации, так и в от собственно платформенного. Унаследованность от этапа активизации выражается в продолжении движений по разрывам вдоль крутых крыльев антиклинальных структур. Но при этом меняется морфология нарушений и многие из них преобретают признаки крупных пологих подвиггов, интенсивно проявляется соляная тектоника. В четвертичное время формируется ряд четвертичных впадин, имеющих характер грабенных и рампов.

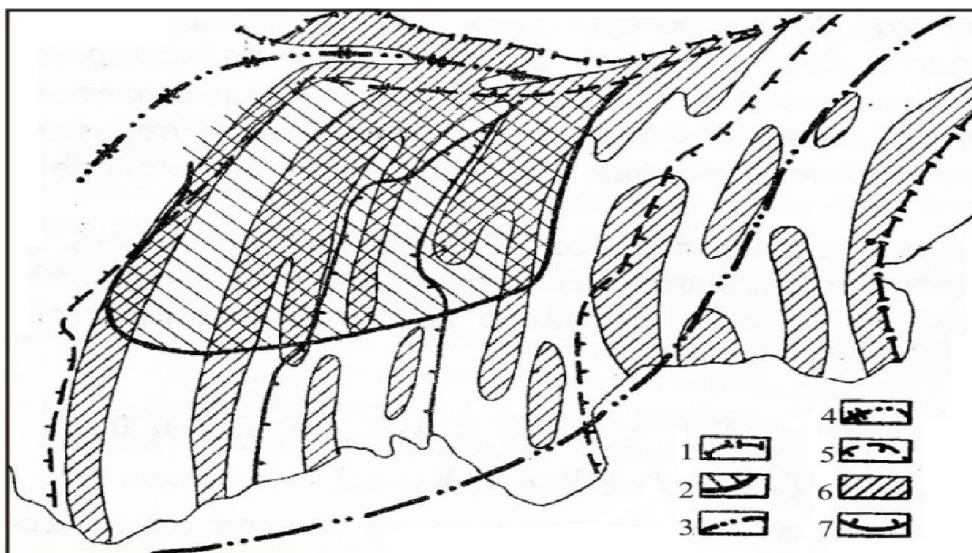


Рис. 1. Палеотектонические элементы Юго-Западного Таджикистана.

- 1 – граница Афгано-Таджикской впадины; 2 – Вахш-Кафирниганский палеосвод;
3 – ось палеопргиба I порядка (Предпамирогиндухушский прогиб); 4 – ось палеопргиба II порядка;
5 – граница Вахш-Кафирниганской мегантиклинали; 6 – тектонические структуры, сформировавшиеся к середине плейстоценовой эпохи; 7 – граница Яван-Кургантюбинской впадины.

Гидрогеохимические критерии

На основании комплексного анализа геохимии органического вещества пород, битумов, нефтей, с учетом сведений о литофациях и тектоники, материалов газогидрохимии, гидродинамики и палеогидродинамики делается вывод о следующем:

1. Оценка прогнозных запасов нефти и газа с целью составления карты перспективности площадей произведена на базе объемно-генетического метода. За основу подсчета принимались основные параметры нефтегазопроизводящих толщ (НГПТ), наличие которых в разрезе и их распространение определялось комплексом фациально-геохимических и битуминологических исследований. К параметрам НГПТ, входящим в формулу подсчета прогнозных запасов, относились: площади распространения НГПТ; мощность НГПТ, средневзвешенная по площади ее распространения; содержание ОВ в породах НГПТ и сингенетичных углеводородов; коэффициент эмиграции; коэффициент аккумуляции; коэффициент сохранности углеводородов.

Раздельное прогнозирование перспектив нефтегазоносности (перевод прогнозных запасов в условных единицах топлива в прогнозируемые

запасы нефти, газа и конденсата) проведено с учетом фациально генетического типа ОВ, уровня его катагенетической преобразованности и фактических данных по анализу микропроявлений углеводородных флюидов, а также глубин залегания возможных скоплений углеводородов [1].

По геохимическим критериям прогноза нефтегазоносности высокими потенциальными возможностями в Таджикской депрессии обладают юрские отложения: плотность углеводородов, эмигрировавших из НГПТ терригенной и терригенно-угленосной и карбонатной формации в них могут достигать соответственно 100-400 и 50-350 тыс. т/км².

Возможный углеводородный продукт в терригенных отложениях юрского возраста – газ, а верхнеюрской карбонатной толще газ и нефть. Меловые отложения характеризуются сравнительно небольшими плотностями эмигрировавших из нефтегазопроизводящих толщ углеводородов. В меловых отложениях возможно концентрации газа и конденсат. В то же время незначительное количество нефти с газовой шапкой можно встретить в альпских и сеноманских отложениях. Относительно высокими перспективами характеризуются палеогеновые отложе-

ния – 30-50 тыс. т/км² эмигрировавших и накопившихся углеводородов в карбонатной толще бухарских слоев (нефть): 15-40 тыс. т/км² - в алайских слоях палеогена (нефть и газ).

2. Схема, иллюстрирующая основные выводы палеогеодинамических и геологических исследований, показаны на профилях, характеризующих историю формирования скопления углеводородов (рис. 2). Из рисунка 2 следует, что на платформенном этапе развития депрессии нефтегазо-производящие породы юрского и нижнего мела находились в условиях, обеспечивающих образование углеводородов, первичную миграцию в коллекторе и боковую миграцию в палеоподнятий. В этот период обособляются зоны преимущественного нефтегазообразования и накопления. К зонам нефтегазоаккумуляции следует отнести и площади и участки выклинивания коллекторских свойств пород на крыльях свода складок.

В этап активизации (рис. 2) на стадии II, история образования и распределения углеводородных флюидов значительно отличается от платформенной

стадий. На фоне продолжающихся тектонических колебательных движений происходит значительные по своим масштабам дифференциация структурных форм. Крупные платформенные структуры осложняются рядом линейных поднятий и прогибов. В синклинальных зонах таких как Сурхандарьинская, Вахшская, верхнемеловые и палеогеновые отложения попадают на глубины, где возможно и миграция углеводородов. Зонами преимущественного нефтегазоаккумуляции становятся новейшие линейно-вытянутые поднятия, сформированные в пределах вышеуказанных платформенных прогибов. Нижнемеловые отложения, участвующие в строение новейших поднятий, являются на данной стадии преимущественно нефтегазоотдавшими комплексами и, поэтому, могут сохранять лишь остаточные залежи. В пределах антиклинальных зон как Кафирниганская, Обигармская и другие в новейших поднятиях происходит образование вторичных залежей за счет переформирования скоплений углеводородов, образовавшихся в платформенный этап (напр. Северный Курганча, Южный Кум и другие).

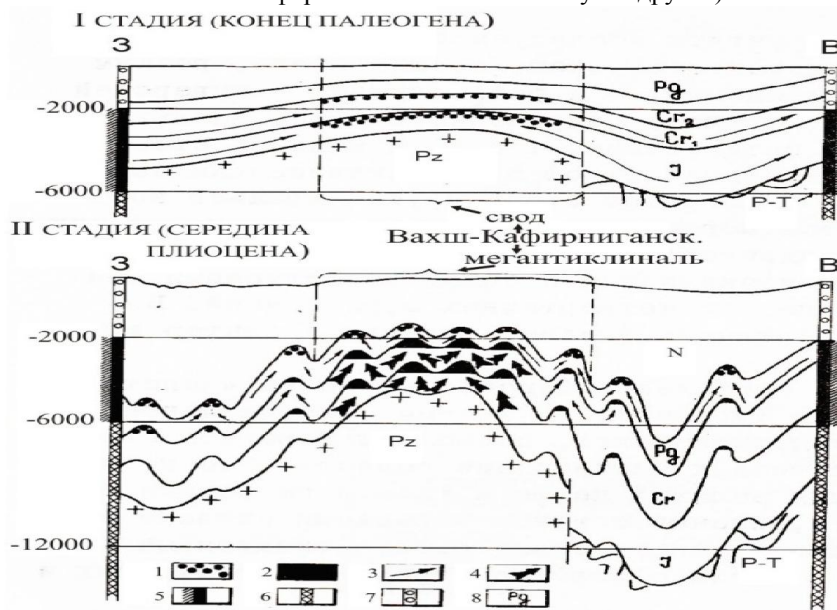


Рис. 2. Принципиальная схема, истории формирования, миграции и накопления углеводородных флюидов.

1 - первичные залежи углеводородных флюидов в отложениях палеогена и верхнего мела и участки повышенной их концентрации в отложениях юры и нижнего мела; 2 - вторичные залежи, образованные в отложениях нижнего мела и юры в результате переформирования углеводородов; 3 - боковая миграция, образующая зоны первичных залежей; 4 - боковая и вертикальная миграция углеводородных флюидов, определяющая их перераспределение с образованием вторичных залежей; 5 - зона, физико-химические условия которой наиболее благоприятны для образования углеводородов в промышленных количествах, их первичной миграции в пласты коллекторы и боковой миграции из области образования в область накопления; 6 - зона, физико-химические условия которой определяют преимущественное отсутствие возможности формирования углеводородов; 7 - зона, физико-химические условия в которой допускают в ряде случаев образование и миграцию (?) углеводородных флюидов в непромышленных количествах; 8 - возраст отложений, в пористо-проницаемых комплексах которых осуществляется миграция и накопление углеводородных флюидов.

Таким образом, на складкообразующей стадии в новейшем этапе региона основным фактором, контролирующим палеогидродинамику, становится наличие линейных поднятий, в виде зон преимущественного нефтегазонакопления и линейных прогибов, зон преимущественного нефтегазообразования;

Третья, (современная) гидродинамическая стадия – характеризуется активизацией факторов, приводящих и разрушению залежей. Интенсивные поднятия зон нефтегазонакопления сопровождаются денудацией отложений вплоть до пород нижнего мела, что приводит к полному разрушению ранее сформированных залежей в палеогеновых и меловых пород-коллекторов. Интенсивная тектоническая деятельность благоприятствует вертикальной миграции. Это приводит как к разрушению залежей, так и к формированию новых за счет возможного заполнения старых и новых ловушек в поднадвиговых и, на крыльях складок разного порядка. В ряде случаев образованные разные структуры были опущены на глубины в несколько километров и перекрыты четвертичными отложениями. Гидродинамический режим приобретает современный характер. В частности, в северных частях Вахшского, Кафирниганского и Кулябских зон распространены структуры, размытые до отложения нижнего мела с низкими показателями гидродинамической энергии в своих аллохтонных частях. Участки исследуемой территории, характеризующиеся относительным опусканием, отличаются высокими показателями гидродинамической энергии в отложениях палеогена и особенно верхнего мела, свидетельствующими о повышенном коэффициенте сохранности залежей.

Отложения верхнего мела и палеогена Вахшских и Кафирниганских зон не погружались на глубины достаточной для миграции в них углеводородов.

Юрские и нижнемеловые отложения оцениваются как нефтегазоотдавшие комплексы [6].

Однако, в последующем в результате тектонических и денудационных процессов на путях миграции углеводородов из зон нефтегазообразования в зону нефтегазонакопления по коллекторам могли возникнуть тектонические, литологические и гидродинамические барьеры, которые задерживали часть флюидов в зонах нефтегазообразования. По мнению

ряда авторов [1] около 20-30% объема продуцируемых в зонах нефтегазонакопления углеводородов «остаются на месте» и лишь 70-80% перераспределяются в зоны нефтегазонакопления.

Нефтегеологическое районирование и перспективность площадей

В основу схемы нефтегеологического районирования рассматриваемой территории положены материалы современной тектоники, как критерия определяющего распределения нефти и газа. При этом были учтены особенности процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления как во времени, так и в пространстве, степень сохранности ловушек в структурных зонах и районах, обеспеченность регионов прогнозными запасами с учетом степени сохранности и глубины залегания пористо-проницаемых комплексов.

Нефтегеологическое районирование базируется на принадлежности структурных районов к одной из двух зон: зоне преимущественно нефтегазообразования и нефтегазонакопления в юрских, меловых и палеогеновых отложениях с учетом нефтегазоотдачи и зоне перераспределения залежей углеводородов в новейшее время.

На основе схемы истории формирования скоплений углеводородов и схемы распределения плотностей запасов, с учетом современного тектонического построения, проведена оценка нефтегазоносных районов, с учетом перспектив нефтегазоносных площадей (рис. 4).

Среди нефтегазоносных районов, выделяется: 1 - с установленной промышленной нефтегазоносностью (1-4); 2 - с предполагаемой промышленной нефтегазоносностью (5-9); 3-с малыми перспективами промышленной нефтегазоносностью (10-14).

Анализ схемы распределения плотностей прогнозных запасов нефти и газа в различных регионах Юго-Западного Таджикистана, особенности современного тектонического строения Таджикской депрессии, наличия ловушек и степени его изученности позволили провести районирование по степени перспективности, в соответствии с которыми выделяются следующие категории залежей (рис. 3):

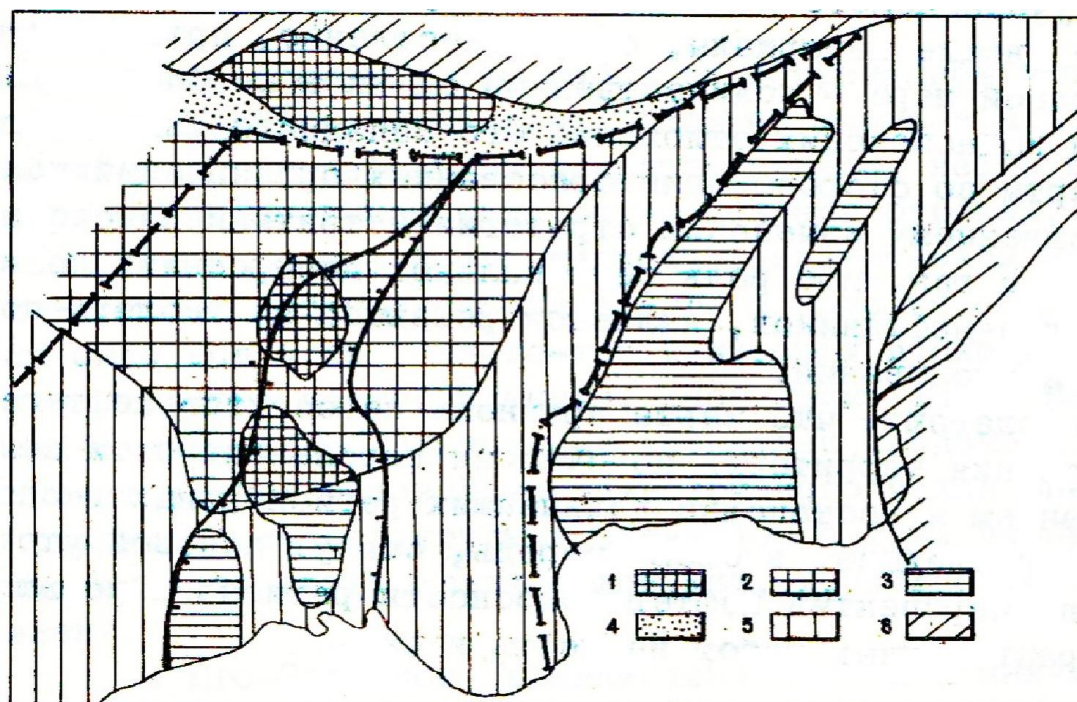


Рис. 3. Районирование Юго-Западного Таджикистана по степени перспективности площадей на нефть и газ.

- 1-высокоперспективные площадей для поисков нефти и газа в юрских, меловых и палеогеновых отложениях;
 2-высокоперспективные площадей для поисков нефти и газа в юрских и перспективные для поисков залежей в меловых и палеогеновых отложениях; 3- высокоперспективные площадей для поисков нефти и газа в верхнемеловых и палеогеновых отложениях; 4-перспективные площадей для поисков нефти и газа в юрских, меловых и палеогеновых отложениях;
 5-площадей с низкими и невыясненными перспективами поисков нефти и газа в мезозойских и кайнозойских отложениях;
 6-площади бесперспективные для поисков нефти и газа в мезозойских и кайнозойских отложениях.

Литература:

1. Волос Г.С., Сафьян Л.М., Яковец Ю.А., Лозиев В.П., Коробко В.С., Готгильф А.В., Лучников В.Е., Бабаев Ш.Б., Валиев М.С.. Некоторые результаты анализа региональных критериев перспектив нефтегазоносности Юго-Западного Таджикистана. «Дониш», Душанбе 1973. - С. 3-15.
2. Ахмедзянов Ф.У., Бузуруков Д.Д. Некоторые особенности геологического строения нефтяных и газовых месторождений Душанбинского прогиба. В сборнике статей «Проблемы нефтяной и инженерной геологии Таджикской впадины». Душанбе, «Дониш», 1971. - С. 95-110.
3. Ишанов М.Х., Шукуров А.Т. Литофациальные и палеогеографические условия накопления нижнемеловых отложениях Предгиссарской зоны Таджикской впадины. Сб. статей «Проблемы нефтяной и инженерной геологии Таджикской впадины» Душанбе, «Дониш» 1971. - С. 51-59.
4. Ишанов М.Х. Некоторые вопросы нефтегазоносности и регионально-нефтегазоносных комплексов юрских и меловых отложений Мургабской, Амударьинской и Таджикской впадины. Сборник статей «Проблемы нефтяной и инженерной геологии Таджикской впадины». Душанбе, «Дониш», 1971. - С. 59-64.
5. Лучников В.С., Стрелец Л.В., Юшина Н.Д. Литолого-палеоэкологическая характеристика верхнеюрских отложений южного склона Гиссарского хребта. Тр. ТО ВНИГНИ, №5, Душанбе, «Дониш», 1973. - С. 146-150.
6. Ишанов М.Х., Шукуров А.Т., Валиев М.С. Циклы процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления в Таджикской депрессии. Сб. «Геологическое строение и нефтегазоносность Таджикистана». - Душанбе, 1974.- С. 47-56.
7. Кариев А.Р., Саидов С.С. Верхнеюрские карбонатные отложения Таджикской депрессии и литолого-фациальные предпосылки образования в них нефтегазовых углеводородов. Труды ИГАН РТ, 2010, нов. сер., вып. 9. С.146-151.

Рецензент: к.геол.-м.н., доцент Алидодов Б.А.