



УДК 553.98:551.73 (575.1)

## АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО ОБРАЗОВАНИЯ И ДАЛЬНЕЙШИЕ НАПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНОСТИ В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН

**Батирова Н.У.**

*Ташкентский государственный технический университет*

*e-mail: [nargiza311@mail.ru](mailto:nargiza311@mail.ru), тел.: +99890 9446861*

*The history of studying of Paleozoic educations from positions of their oil-and-gas content in regions of Uzbekistan is considered. The introduction tendency in the solution of this problem from geodynamics positions, including theories of tectonics of plates that allowed on new to estimate the potential of efficiency of these educations is thus planned and to define a practical orientation of conducted researches.*

*Рассмотрена история изучения палеозойских образований с позиций их нефтегазоносности в регионах Узбекистана. При этом намечается тенденция внедрения в решение этой проблемы с позиций геодинамики, в том числе теории тектоники плит, что позволило по новому оценить потенциал продуктивности этих образований и определить практическую направленность проводимых исследований.*

**Ключевые слова:** *история изучения, нефтегазоносность, палеозойский комплекс, поиск, ресурсы углеводородов, новые скопления, стратиграфия, формирование залежей, геодинамика, обогащенные органикой месторождения, поиска месторождения нефти и газа палеозойских отложений, мезо-кайнозойские отложения, ГРП (геологоразведочные работы), ловушки, породы-коллекторы, породы - покрышки.*

До недавнего времени основным направлением поиска месторождений нефти и газа в Узбекистане являлись мезо-кайнозойские (от неогена до юры) отложения, а палеозойские отложения считались породами фундамента, которые сложены основными магматическими и метоморфическими породами не содержащими углеводороды. Хотя в некоторых скважинах в Ферганском и Бухара-Хивинском регионах отмечались признаки нефти и газа.

Однако высокая освоенность (более 70%) начальных суммарных ресурсов в пределах основного не только по добыче но и по приросту запасов УВ Бухара-Хивинского региона, необходимость в превышении 1,2 - 1,5 раза прироста над добычей УВ, потребность в стабилизации и дальнейшем наращивании добычи углеводородного сырья способствует расширению стратиграфического диапазона поисков залежей нефти и газа, в первую очередь за счет пород палеозойского возраста.



Изучения нефтегазоносности палеозойского комплекса Узбекистана и сопредельных территорий соседних республик начинается с 1931 г., когда на Кштутском участке Кштут-Зауранского угольного месторождения на Зерафшанском хребте Г.С. Чикрызовым было обнаружено наличие жидкой нефти в песчано-сланцевой толще верхнего силура. С тех пор данная проблема в разные годы по разным регионам Узбекистана была рассмотрена в опубликованных и фондовых трудах многочисленных исследователей.

В 1934 г. академик И.М. Губкин, после ознакомления с материалами нефтепроявления на Кштутском участке Зерафшанского хребта, писал, что в Средней Азии нефть имеется не только в мезозое и в кайнозое, но и в палеозое, и этот факт нужно учесть для более широкого подхода к поискам нефти в Средней Азии [11].

В 1943 г. другое проявление нефти и нефтяных битумов было обнаружено Н.Б. Воссоевичем в Юго-Восточной Фергане, в обнажениях хр. Карачатыр. Позднее эти и другие нефтегазопроявления Ферганы детально были изучены Н.С. Бескровным [8], который писал, что «проявления нефти и нефтяных битумов наблюдались в породах среднего кембрия, силура, нижнего-среднего девона, карбона и нижней перми и закономерно связаны с трещинами, обычно в зонах тектонических нарушений, и генетически связаны с Южно-Ферганским глубинным разломом».

Первый крупный обзор нефти и битумопроявлений, связанных с палеозойскими отложениями Средней Азии, был опубликован в 1948 г. Н.П. Туаевым [30]. В этой работе, на наш взгляд, очень важными в отношении нефтегазоносности палеозоя являются два теоретических его вывода и вытекающие из них практические рекомендации. Н.П. Туаев, во-первых, пришел к заключению о наличии нескольких циклов нефтегазообразования в породах как нижнего, так и верхнего палеозоя и, во-вторых, о существовании в палеозойских отложениях тектонической зональности и постепенном ослаблении силы складчатости и степени метаморфизма от горных хребтов в сторону соседних депрессий. Исходя из этих теоретических положений, он составил карту прогноза нефтегазоносности палеозойских отложений Средней Азии.

Идея Н.П. Туаева о циклах нефтегазообразования была уточнена в 1952 г. А.М. Обутом. Последний считал, что нефтематеринскими являются силурийские граптолитовые сланцы. Генерированная этими отложениями жидкая нефть, по его мнению, могла накапливаться в покрывающих породах-коллекторах и сохраняться в течение длительного промежутка времени.

Региональная битуминозность силурийских сланцев, с содержанием органического углерода до 7%, была установлена в Западном Узбекистане Х.М. Абдуллаевым, И.Х. Хамрабаевым и М.М. Шарафиевым [2]. Выше силурийских сланцев ими были выделены мраморизованные известняки и доломиты



верхнего силура-нижнего девона, обладающие для накопления нефти и газа коллекторскими свойствами (пористостью до 5,5%).

Аналогичный вывод о самостоятельности палеозойского цикла нефтегазообразования был сформулирован и А.Г. Бабаевым. Впервые это было сделано им в 1958 г., а затем повторно в последующих фондовых работах. Основной вывод А.Г. Бабаева заключается в том, что «региональное проявление признаков нефтеносности в палеозойских отложениях Средней Азии позволяет предполагать, что в палеозое нефтегазообразование происходило в крупных масштабах и притом, видимо, продолжалось длительное время. Однако, мощное проявление магматогенных процессов, особенно широкое в послекарбоновое время, могло привести к разрушению залежей». Тем не менее, А.Г. Бабаев не отрицает возможность открытия залежей нефти и газа в ряде районов, где условия могли быть иными, т.е. благоприятными для сохранности скоплений углеводородов в палеозойских отложениях. К категории таких районов он относит земли ослабленного проявления контактового метаморфизма. К числу таких он относит Янгиказган-Тузкойский и Рометанский участки на территории Бухарской тектонической ступени и Кульбешкакский, Кандымский и Крукский участки – на Чарджоуской.

В 1964 г. была опубликована коллективная статья И.Х. Хамрабаева, О.А. Рыжкова, М.А. Ахмеджанова, О.М. Борисова, Р.Н. Хаимова, Ю.Н. Зуева и В.С. Шеина [38]. Текст ее был иллюстрирован «Прогнозной схемой нефтегазоносности палеозойских отложений Узбекистана и прилегающих территорий». На ней Бухаро-Хивинский регион, Устюрт и Приташкентский район были выделены соответственно как области наиболее перспективные, вероятно перспективные и перспективные на палеозойские отложения.

Ряд работ по обобщению и положительному решению проблемы нефтегазоносности палеозойских отложений Южного Тянь-Шаня был выполнен Р.Н. Хаимовым [34-36], который дал детальную характеристику выявленных к тому времени нефтегазо и битумопроявлений и показал наличие их различных типов, выделил в разрезе палеозоя как нефтематеринские, так и нефтепроизводящие свиты, а также возможные коллекторы и покрышки. На основе вышеприведенного, им разработаны и практические рекомендации. Так, южный борт Ферганской впадины, начиная от гор Каратау на западе до хребта Карачатыр на востоке, выделен, как район, требующий постановки специальных геолого-поисковых работ на нефть и газ. Примечательно, что этот район совпадает с зоной Южно-Ферганского глубинного разлома. В Бухаро-Хивинском регионе вероятно перспективной Р.Н. Хаимов считал Чарджоускую ступень, где палеозойские отложения представлены менее метаморфизованными породами и с ограниченным площадным распространением интрузий по сравнению с Бухарской ступенью.



В 1968 году С.Д. Талиев [26], по результатам геохимических и битуминологических исследований, устанавливает существование нефтяных залежей в прошлом и значительные масштабы, неоднократно имевшей место миграции нефти в палеозойских отложениях Южной Ферганы. О масштабах древней миграции он судит по массе керитов, считая их остаточной частью нефти, и объем последней оценивает в десятки миллиардов тонн. Примечательно, что наблюдениями в шлифах, методами инфракрасной спектроскопии и химическими анализами С.Д.Талиев установил также наложение следов современной миграции нефти на древние метаморфизованные кериты.

Начиная с 1972 года, попытку количественной оценки перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Узбекистана неоднократно предпринимались А.Х. Нугмановым, Х.Х. Авазходжаевым, А.Г. Бабаевым, А.В. Киршиным, С.Р. Рамазановым и др. на основе разных методов: геологической аналогии, объемно-генетическим и объемно-статистическим. Однако следует отметить, что результаты оценок изменяются в широком диапазоне: от нескольких десятков до нескольких тысяч миллионов тонн УВ. Тем не менее, положительное значение таких работ нельзя игнорировать, ибо они доказывают необходимость дальнейшего изучения перспектив нефтегазоносности исследуемой части геологического разреза.

Некоторые вопросы нефтегазоносности палеозойских отложений Западного Узбекистана рассмотрены К.А. Набиевым [19], в частности, им было обнаружено повышенное содержание сингенетичной битуминозности на различных участках развития палеозоя. На этой основе сделан вывод о перспективности изучения нефтегазоносности, особенно карбонатных пород девонской и каменноугольной систем.

Анализируя проблему палеозойской нефти следует обратить внимание и на вопросы её генезиса. Следует подчеркнуть, что существующие представления исследователей по данному вопросу можно разделить на три группы: органическую, неорганическую и микстгенетическую [4]. Наряду с этими представлениями также в литературе имеются взгляды, согласно которым скопления образуются путем смешивания УВ различного генезиса (органического, неорганического и микстгенетического), т.е. здесь речь идет о полигенезе УВ при формировании их местоскоплений.

Большинство авторов [1,2,6,38] оценку перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Узбекистана производили исходя из положений органической концепции, что широко известно в трудах ученых по классической геологии нефти и газа. В публикациях [7,13,15,16,17, 18], основанных на неорганической гипотезе, основным постулатом является вывод о том, что глубинные разломы, имеющие широкое распространение в земной коре,



служат путями для миграции мантийных углеводородов из разуплотненных участков глубоких недр Земли в осадочную ее оболочку.

Наряду с вышеописанными двумя вариантами генезиса нефти и газа имеются еще и другие варианты. Из них наиболее достоверным и близким к истине является вариант, связывающий генезис нефти и газа с концепцией тектоники плит, в том числе микстгенетическую [4]. Ученые, придерживающиеся этой концепции, процесс превращения органического вещества в нефть и газ связывают не только с традиционными осадочными бассейнами депрессионного типа, но и со структурами рифтогенного и субдукционного типа (В.Е.Хаин, 1998; О.Г. Сорохтин, 1984; В.П. Гаврилов, 1993-1998 и др.). При этом, согласно микстгенетической концепции, углеводороды из рассеянного органического вещества генерируются под воздействием глубинного тепломассопереноса, происходящего по определенным каналам – проницаемым субвертикальным зонам земной коры. Тем самым были выявлены новые источники нефти и газа для формирования их залежей не только в мезозойско-кайнозойских отложениях, но и в палеозойском комплексе пород, т.е. в осадочных, осадочно-метаморфических и даже в изверженных породах.

Большой объем планомерных исследований по изучению палеозойских отложений Узбекистана выполнен коллективом геологов КГПЭ объединения «Ташкентгеология» под руководством и при непосредственном участии Х.У. Узакова [31-33]. Начиная с 1960 г., ими собран и систематизирован очень ценный геологический материал – керн из нескольких тысяч скважин, пробуренных нефтегазоразведочными и другими организациями. В том числе из сверхглубокой Мурунтауской скважины № 10 [39]. На основе этих исследований составлена серия региональных геологических и структурных карт, отражающих литолого-петрографический состав и особенности строения палеозойских пород закрытых территорий Узбекистана. Наиболее важными являются геологические карты по регионам Узбекистана: домезозойских образований масштаба 1:500000; структурно-формационного районирования масштаба 1:1000000; буровой изученности палеозойских отложений масштаба 1:500000.

В 1979 г. опубликована монография А.М. Акрамходжаева с соавторами [6], где были обобщены многолетние исследования, основанные на анализах имеющегося кернового материала по доюрским отложениям Восточного Устюрта с выделением петрогенетических их типов, различных фациально-палеогеографических и геохимических условий формирования осадков, и впервые для Устюрта (Каракалпакская часть) была разработана рабочая схема стратиграфии, произведена качественная оценка нефтегазопродуцирующего потенциала доюрских отложений. На базе этих исследований были даны практические рекомендации по дальнейшему направлению



геологоразведочных и научно-исследовательских работ по освоению палеозойского комплекса. Результаты этих работ были:

Сведения о строении палеозойского фундамента Узбекистана и о перспективном на нефть и газ палеозойском промежуточно – структурным этажом (ПСЭ) наиболее полно изложены в работах геофизиков - Б.Б. Таль-Вирского [29], Т.Л. Бабаджанова [7] и Ф.Х. Зуннунова [12].

По Б.Б. Таль-Вирскому палеозойским образованиям Северного Устюрта соответствуют два преломляющих горизонта: верхний, отражает поверхность терригенно-карбонатных формаций позднего палеозоя, а нижний, видимо, приурочен к протерозойско-раннепалеозойским глубокометаморфизованным формациям. Терригенно-карбонатные формации распространены почти на всей территории Северного Устюрта и слагают верхний ярус фундамента, сложенный отложениями, близкими к платформенным. Литологически это керитовый комплекс, глинистые карбонаты глубоких частей бассейна, шельфовые карбонаты, органогенные постройки вплоть до барьерных рифов (курсив авторов). В отличие от верхнего яруса нижний ярус палеозоя Северного Устюрта является гетерогенным и разбит серией наложенных диагональных структур типа узких грабен. Таким образом, этим исследователем в разрезе палеозоя Устюрта впервые были выделены отложения, близкие к платформенным ПСЭ.

В Ферганской впадине Б.Б. Таль-Вирский весь комплекс палеозойских пород относит к фундаменту и не выделяет между фундаментом и чехлом промежуточного комплекса. В отличие от этого в работе [40] отмечено, что на большей части Ферганской впадины в разрезе палеозоя, наряду с формациями фундамента, развиты и отложения промежуточного структурного этажа.

Однако, ПСЭ был выделен еще в 1986 г. в работе Т.Л. Бабаджанова [7], где палеозойские отложения Узбекистана и соседние территории Центральной части Средней Азии рассмотрены не только с точки зрения их глубинного строения и тектоники, но и с точки зрения перспектив нефтегазоносности. По представительным геолого-геофизическим материалам этим исследователем составлены карты рельефа поверхностей Мохоровичича, фундамента и ПСЭ. Последний как перспективный на нефть и газ литолого-стратиграфический комплекс им охарактеризован как связанный с интенсивной большой детальностью, т.е. установлены зоны его развития, мощности, стратиграфический диапазон, характер дислоцированности и т.д. В пределах Узбекистана отложения палеозойского ПСЭ выделены на территории Устюрта, Западного Узбекистана, Арала, Приаралья и Ферганской впадины. Достоверно установлено отсутствие ПСЭ в Центральных Кызылкумах (включая Султануиздаг) и в восточной части Центрально - Устюртского поднятия. Произведено также районирование территории развития ПСЭ по степени



нефтегазоносности и даны конкретные рекомендации по направлению геолого-геофизических работ. Так, на Северном Устюрте в разрезе палеозойского ПСЭ наибольший интерес с точки зрения нефтегазоносности представляют два формационных комплекса позднего палеозоя: карбонатный (нижний и средний карбон) и терригенно-туфогенный (верхний карбон – пермь). Первый может играть роль регионального резервуара, а второй – покрышки. В первом из них на площади Каракудук уже получены нефтепроявления, а на площадях Центр. Кушкаир, Акчалак и Карачалак – промышленные притоки газа (от 50 до 500 тыс.м<sup>3</sup>/сут). И в дальнейшем в карбонатном комплексе ПСЭ могут быть выявлены новые залежи нефти и газа. Поэтому используя комплекс геофизических методов нужно готовить новые объекты для поискового бурения. При этом наибольшее внимание Т.Л. Бабаджанов обращает на холмовидные поднятия, широко развитые в доюрском комплексе. Их он отождествляет с эрозионными останцами в доюрском рельефе, а говорить об их связи с рифовыми постройками считает преждевременным, хотя органогенные и органогенно-обломочные известняки преобладают в разрезе карбонатного комплекса Северного Устюрта. Для решения этого вопроса он рекомендует применение комплекса геофизических методов.

В Бухаро-Хивинском регионе отложения ПСЭ Т.Л. Бабаджанов рассматривает как важный резерв нефтегазопоисковых работ. Возможности выделения в них ловушек с хорошими коллекторскими свойствами представляются вполне благоприятными, что подтверждается вскрытием скважиной №3 Сев. Сюзьма высококавернозных известняков. Поэтому рекомендована программа проведения региональных сейсморазведочных работ ОГТ и частично КМПВ в сочетании с глубоким бурением. Т.Л. Бабаджановым рассмотрен также вопрос о влиянии гранитоидов на нефтегазоносность палеозойских отложений. Признавая их преимущественно негативную роль для формирования месторождений нефти и газа, тем не менее, он не исключает возможность формирования в них вторичных месторождений типа Оймаша в Южном Мангышлаке и Белый Тигр во Вьетнаме.

В 1981-1993 гг. структурно-литологические особенности домезозойских отложений закрытых территорий Западного Узбекистана изучались В.Н.Башаевым. На основе комплексной интерпретации сейсмических, гравиметрических, магнитометрических материалов и данных бурения, в разрезе палеозоя им выделена толща ПСЭ мощностью до 7-8 км, охватывающая стратиграфический диапазон от рифей-венда до пермо-триаса включительно. В разрезе ПСЭ В.Н.Башаев прогнозирует наличие карбонатной толщи нижнекарбонного возраста. Первоочередным участком для детального ее изучения сейсморазведкой МОВ-ОГТ и подготовки нефтегазоперспективных



участков под параметрическое и поисковое бурение, он считает переходную зону между Бухарской и Чарджоуской ступенями.

Другая целенаправленная работа практического характера была выполнена в 1987 году в институте СредАзНИПИнефть. Коллективом авторов под руководством А.А. Абидова составлена «Программа проведения геолого-поисковых работ на палеозой в южной прибортовой зоне Ферганской межгорной впадины» [3]. Программой предусматривалось изучение нефтегазоносности палеозойских образований серией параметрических скважин по трем структурно-формационным комплексам:

- 1) средне-верхнекаменноугольные отложения (площади Сев. Риштан и Ханкыз);
- 2) пермские отложения (пл. Ходжаабат);
- 3) эрозионные выступы и возможные рифогенные ловушки средне-верхне-палеозойских отложений (пл. Шоркакыр, Вост. Аввал, Юж. Аламышик и Гурунч-мазар).

Бурение целенаправленных параметрических скважин на палеозойские образования, начавшееся после 1984 г. согласно вышеизложенной программы, составленной в 1987 году, привело к открытию залежей нефти в палеозойских отложениях Южно-Аламышикского месторождения. В 1993 г. при испытании палеозойских отложений в параметрической скважине №1 в интервале 1670-1644 м получен приток нефти дебитом 1,5 т/сут. В дальнейшем, в скважине № 781 при опробовании интервала 1654-1630 м получен приток газа дебитом до 140,0 тыс.куб м/сут., а в скв. № 782 – в интервале 1559-1533 м приток нефти дебитом до 30,0 т/сут.

Обращает на себя внимание то, что все эти рекомендованные А.А.Абидовым площади расположены в зоне Южно-Ферганского глубинного разлома.

Начиная с 1994 г. под руководством А.А.Абидова коллективом исследователей (Ф.Г.Долгополов, А.Е.Абетов и др.) было произведено обобщение всего накопленного геолого-геофизического материала по палеозойским образованиям Центральной Азии с позиций геодинамики, в том числе теории тектоники плит, что позволило картировать в основании осадочного чехла ряд палеорифтовых систем, одна из которых прослеживается в пределах Чарджоуской ступени и она в последующие годы стала объектом целенаправленного поиска скоплений углеводородов в палеозойском комплексе [5].

С позиций тектоники плит и с учетом положительной роли глубинных разломов проблема нефтегазоносности палеозойского комплекса Узбекистана была рассмотрена Б.Б. Ситдиковым.



**Устюртский регион.** В палеозойском разрезе этого региона выделяются две нефтегазоматеринские толщи: глинисто-карбонатная верхнего девона - нижнего карбона и терригенно-вулканогенная верхнего карбона-нижней перми.

В первой содержание С (углеводород) органического доходит до 0,67%.

В терригенно-вулканогенной толще все осадочные породы обогащены органическим веществом сапропелево-гумусового типа. Содержание С (углеводород) органического: в аргиллитах - 1,59%, известняках — 0,62%, что отвечает диагностическим требованиям к нефтегазоматеринским породам.

Наличие месторождений и многочисленных нефтегазопроявлений и результаты геофизических исследований скважин свидетельствуют о наличии пластов коллекторов и пластов - покрышек, сохраняющих палеозойские залежи. Наличие углеводородного и инертного газов, обнаруженных на участке Южное-Приаралье на площади Азия Жолборсы. Что подтверждает отложений высокую перспективность пермских и каменноугольных отложений.

Ловушками являются приподнятые блоки, а по данным геофизических исследований в карбонатных прогнозируются ловушки рифового типа.

По данным геофизических исследований гравимагнито и сейсморазведки, с привлечением материалов дешифрирования МАКС (Материалы аэро и космодотосъемок), выделены участки, перспективные па обнаружение скоплений УВ в палеозойских образованиях.

**Бухаро-Хивинский регион.** В Бухаро-Хивинском регионе, с целью обнаружения месторождений углеводородов в принципиально новых направлениях поисков, т.е. в палеозойских отложениях и интрузивных образованиях, выделены 4 зоны (Караулбазарская, Северо-Мубарекская, Ташлынская и Северо-Сузьминская) с общей площадью 4,857 тыс.км<sup>2</sup> и суммарными прогнозными ресурсами нефти и природного газа — 330,6 млн.т.

Выбор этих участков связи с наличием притоков нефти и газа и нефтегазопроявлений на площадях Гугуртли, Южный Кульбешкак, Северная Сузьма, Северный Мубарек, Караулбазар, Ташлы, Шурчи, Сеталантепе и др.

Понятию нефтегазоматеринских породах в этом регионе отвечают битуминозные сланцы силура, карбонатные и терригенно - карбонатные образования девона и карбона, в которых остаточное содержание С органического достигает 0,74-0,86%, ХБА — 0,24%, βХБА — 32,5% (Южный Кульбешкак, скв. 1п).

Учитывая значительную мощность девонских и каменноугольных отложений в разрезах горных обрамлений, составляющих более 4000 м, можно ожидать в пределах Бухаро-Хивинского региона также значительные мощности этих образований, формировавшихся в восстановительных условиях.

После погружения на значительные глубины они преобразовываются в нефтегазопроизводящие, способные продуцировать нефтяные и газовые



углеводороды, скопления, которых могут быть как сингенетичным вмещающим породам, так и переточным в вышележащие образования.

В разрезах присутствуют пласты-коллекторы, в основном, сложного типа, приуроченные к разным литологическим типам пород: известнякам, терригенно-карбонатным, эффузивным, интрузивным, корам выветривания и др.

Роль покрышек выполняют глинисто - карбонатные отложения, плотные известняки самой карбонатной толщи, достаточно мощные слои аргиллитов, эффузивов и др. пород, залегающих выше.

Для внутреннего строения доюрских пород характерно блоковое строение, обусловленное тектонической нарушенностью.

Каждый блок ограничен разломами разной амплитуды. Приподнятые блоки выполняют роль ловушек, тем более, что внутри блоков выделяются более мелкие блоки, также ограниченные разрывными нарушениями, к которым приурочены зоны трещиноватости, улучшающие фильтрационно-емкостные свойства пород.

Разломы, в одних случаях, служат проводящими путями для миграции углеводородов, в других – играют роль экранов.

**Северная Сузьма-Южно-Кульбешкакская зона.** В пределы этого участка входит почти вся северо-западная часть Чарджоуской ступени. Площадь участка 1456 км<sup>2</sup>.

Перспективность этого участка в качестве первоочередных заключается в следующем:

1) Наличие прямых признаков в скважине №1П Южн. Кульбешкак в виде загазованности 600м разреза доюрских отложений и получение притоков газа из 8 интервалов, охватывающих весь разрез скважины, наличие газопоказаний при бурении прибором ОПН из доюрских отложений отобраны в 7 точках пробы газа с водой.

2) Наличие косвенных признаков: а) наличие в пределах участка 42 приподнятых блоков или выступов, выделяемых по доюрской поверхности; б) средняя глубина залегания кровли до юрских отложений до 2900м; в) наличие нефтематеринских толщ девон-каменноугольного возраста в до юрской толще; г) наличие региональных покрышек, в качестве которых будут служить ниже-среднеюрские, выдержанные по мощности, пачки глинистых пород; д). возможная сохранность сингенетических доюрских залежей; е) полученные новые данные по результатам сейсморазведочных работ о выявлении многочисленных локальных структур по мезозойским отложениям, которым по доюрской поверхности соответствуют приподнятые блоки-выступы; ж) наличие катастрофических пот лощений при бурении скв. №3 на пл.Сев.Сузьма.



**Ферганский регион.** Нефтегазо перспективность палеозойских образований в этом регионе, в основном, связана с Южной ступенью Ферганской впадины.

В разрезах палеозоя этого региона выделяются породы от кембрийского до пермского возраст а включительно. По данным геохимических исследований здесь выделяются четыре нефтематеринские толщи — силурийские, девонские, каменноугольные и нижнепермские. Чередование в этих толщах горизонтом с высокими и низкими фильтрационными свойствами обеспечило условия миграции и консервации УВ. Породы обогащены органическим веществом сапропелево-гумусового типа. Содержание С (углеводород) органического в палеозойских известняках достигает высоких значений — до 3,7%, хлороформенного битума — до 0,063%.

В разрезах Палванташ-Аламышикского района выделяются пять потенциально-продуктивных пластов, в нижней части девон- каменноугольных отложений выделены до 10 перспективных пачек.

Прямые признаки нефтегазоперспективности палеозойских отложений этого региона свидетельствуют о наличии залежей нефти и газа на месторождениях Бостон, Южный Аламышик, Западный Палванташ и др.

Поверхность палеозойского фундамента характеризуется интенсивной тектонической расчлененностью и резкой гипсометрической дифференцированностью. Активная разломная тектоника определяет конфигурацию простираения и амплитуду разнообразных блоков. Роль ловушек среди них выполняют узкие, сравнительно глубокие и протяженные, с обширной площадью, но небольшие по амплитуде горстообразные выступы.

В 2009 году коллективом исследователей опубликована монография по нефтегазовым перспективам доюрского комплекса пород Западного Узбекистана [1], где для проведения параметрического бурения с целью целенаправленного изучения доюрских образований выделены площади Сев. Мубарек, Караулбазар, Ташлы, Сев. Сюзьма и Южный Кульбешкак, на которых были получены положительные результаты при опробовании доюрских образований.

По анализу и обобщению результатов ранее выполненных по этой проблеме исследований и обоснованию дальнейшего направления геологоразведочных и научно-исследовательских работ предложено рассматривать палеозойский комплекс Узбекистана (и особенно отложения промежуточного структурного этажа) в качестве самостоятельного высокоперспективного объекта на нефть и газ и приступить к систематическому его изучению. В этих целях, обобщая высказывания и рекомендации других исследователей, предложено составить комплексную программу дальнейших геологоразведочных и научно-исследовательских



работ на нефть и газ и предварительно можно наметить, что в ней можно предусмотреть:

1. Для геофизических работ:

В пределах плато Устюрт:

- продолжение поисково-рекогносцировочных исследований методом ОГТ в районах Куаныш-Коскалинского вала, Барсакельмесского прогиба и других территорий Устюрта с целью выделения зон возможного размещения ловушек нефти и газа, прослеживания зон распространения палеозойских известняков и вероятной оценки нефтегазоносности ПСЭ;

- возобновление поисково-детальных работ ОГТ в пределах Восточно-Ассакеауданского и Кульбейского структурных носов.

В Западном Узбекистане:

- продолжение поисково-рекогносцировочных исследований и начаты поисково-детальные сейсморазведочные работ МОГТ по изучению доюрских комплексов на Бухарской ступени в Рометанском, Тузкойском прогибах и в районах Янгиказганского поднятия, а также в западной и центральной частях Чарджоуской ступени, Бешкентском прогибе и других районах.

В Ферганской впадине:

- усиление поисково-рекогносцировочных и поисково-детальных сейсморазведочных работ с целью выявления возможных ловушек нефти и газа и подготовки их к бурению. В первую очередь эти работы нужно проводить в южной и восточной прибортовых зонах Ферганы, где перспективные отложения ПСЭ залегают, во-первых, на доступных для современного бурения площадях и, во-вторых, вблизи Южно-Ферганского глубинного разлома.

2. Для параметрического бурения:

На плато Устюрт – площади Сев. Аралык и Южный Арал.

В Западном Узбекистане – площади месторождений Газли и Кандым, Чандыр.

В Ферганской впадине - участки месторождения Гузанского поднятия, Грунч-Мазар.

В заключение можно сделать следующие выводы:

1. Интерес специалистов к нефтегазоносности палеозойских отложений Узбекистана и возможности открытия в этих отложениях промышленных скоплений нефти и газа начался примерно 75-80 лет тому назад, когда в обнажениях палеозоя были выявлены первые нефтегазо и битумопроявления.

2. О генетической природе палеозойских нефтегазо и битумопроявлений высказаны разные точки зрения. Согласно одной из них нефтегазоносность палеозойских отложений связана с их собственными циклами нефтегазообразования. И поэтому в качестве потенциальных нефтегазоматеринских и нефтегазопроизводящих свит сторонники этой точки зрения выделяют обогащенные органикой отложения как раннего, так и



позднего палеозоя. В противоположность этому сторонники другой точки зрения придерживаются глубинной гипотезы происхождения УВ и нефтегазопроявления и возможные месторождения связывают в основном с вертикальной их миграцией по крупным глубинным разломам, достигающим, как правило, мантию Земли. Авторам представляется наиболее достоверной и близкой к истине точка зрения, основанная на теории тектоники плит, на базе которой в последние годы узбекскими учеными разработана микстгенетическая концепция нефти и газа.

3. В настоящее время в ряде производственных и научно-исследовательских организаций Узбекистана начато изучение нефтегазоносности палеозойских пород целенаправленными работами. При этом решаются некоторые из вышеуказанных задач. В частности:

- предпринимаются попытки определить разными методами потенциал продуктивности возможных нефтегазоносных комплексов, а также зональный и локальный прогноз их нефтегазоносности;

- выявляются первоочередные объекты для поисковых работ и уточняются направления дальнейших исследований.

#### ЛИТЕРАТУРА:

1. Абдуллаев Г.С., Бабаджанов Т.Л., Эйдельмант Н.К. и др. Особенности строения и нефтегазовые перспективы доюрского комплекса пород Бухаро-Хивинского региона (Западный Узбекистан). - Т.: 2009.

2. Абдуллаев Х.М., Хамрабаев И.Х., Шарафиев М.М. К вопросу графитизации в горах Кульджуктау. - Зап.Узб.отд.ВМО. Т.: Фан, 1955. №4. - С.9-31.

3. Абидов А.А. К методике картирования нефтегазоперспективных объектов палеозоя Ферганской межгорной впадины.- ЭИ ВНИИО ЭНГ, серия "Нефтегазовая геол. и геоф.", -М.: 1987. №6. - С.1-3.

4. Абидов А.А. Генезис нефти и газа и методика поисков их местоскоплений. -Т: Фан АН РУз, 2010. – 258 с.

5. Абидов А.А. Современные основы прогноза и поисков нефти и газа. - Т.: Фан АН РУз, 2012. – 814 с.

6. Акрамходжаев А.М., Авазходжаев Х.Х., Юлдашев Ж.Ю. и др. Геологическое строение и предпосылки нефтегазоносности Устюрта. – Т.: Фан, 1967. кн.1,-199 с., кн. 2. - 289 с.

7. Бабаджанов Т.Л. Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Центральной части Средней Азии. – Т.: Фан 1986. -64с.

8. Бескровный Н.С. О выходе древних кристаллических пород в районе нефтепроявлений на р. Араван (Фергана). – Тр. ВНИГРИ, геол. сб., №6, 1961. вып. 186.



9. Гаврилов В.П. Круговорот углерода в природе в связи с проблемой происхождения нефти. - Отечеств. геология. 1993. №4. - С. 70-74.
10. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия. - "Геология нефти и газа", 1998. №6. - С.2-12.
11. Губкин И.М. Геологические перспективы нефтяной промышленности Средней Азии. - Нефтяное хозяйство, - 1934. № 7-8.
12. Зуннунов Ф.Х. Литосфера Средней Азии по сейсмологическим данным. - Т.: Фан, 1985.
13. Корценштейн В.Н. Роль подземной гидросферы в процессах дегазации Земли. - В кн. «Генезис нефти и газа», изд. Недра, -М.: 1967. С.262-291.
14. Краюшкин В.А. Абиогенный мантийный генезис нефти. - Киев: Наукова думка, 1984. - 176 с.
15. Краюшкин В.А. Гидротермальная нефтегазоносность океанических рифогенных зон. - Геол. журн.: "Нефть и газ", 1992. №3. С. 37-46.
16. Кропоткин П.Н., Валяев Б.М. Тектонический контроль процессов дегазации Земли и генезис углеводородов.- В кн. 27-й МГК, месторождения нефти и газа, 1984. сер.13. С.173-179.
17. Кудрявцев Н.А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения.- М.: Гостоптехиздат, 1963.
18. Менделеев Д.И. Нефтяная промышленность в Северо-Американском штате Пенсильвания и на Кавказе. - В кн. "О происхождении нефти", -М.: АН СССР, 1949. соч., Т.10,
19. Набиев К.А. Стратиграфия и литология девонских и каменноугольных отложений Западного Узбекистана. - Т.: Фан, 1976. - 149 с.
20. Рыжков О.А., Ветчинкин М.М., Зуев Ю.П. К вопросу о палеозойской нефти Узбекистана. - В кн. "Тектоника и нефтегазоносность мезо- и кайнозоя Узбекистана". -Т.: АН УзССР, 1962.
21. Рыжков О.А., Хаимов Р.Н., Зуев Ю.П. Новые данные о газоносности палеозойских отложений Самаркандской мегасинклинали. - Нефтегазовая геология. и геоф., 1963. №12.
22. Ситдилов Б.Б. Изучение перспектив нефтегазоносности палеозойских пород Узбекистана - одно из важных направлений фундаментальной науки.- Сб. "Нефтегаз, геол. и вопросы прироста запасов УВ в Узбекистане", 1996. С. 179-183.
23. Ситдилов Б.Б. О нефтегазоносном "айсберге" в недрах Узбекистана и необходимости целенаправленного изучения его нижней, палеозойской части. - Узб. ж. нефти и газа, 1998. № 2. С. 7-8.
24. Ситдилов Б.Б. О нефтегазоперспективных объектах в палеозойском комплексе пород Бухаро-Хивинского региона и необходимости их изучения целенаправленными поисковыми работами. - Узб.ж. нефти и газа, 2011. № 4.



25. Ситдилов Б.Б. Палеозой Ферганской впадины – важный резервный объект нефтегазопоисковых работ в Узбекистане. - Узб.ж. нефти и газа, 2007. № 3. С.11-14.
26. Ситдилов Б.Б. Перспективы открытия залежей нефти и газа в фундаменте осадочных бассейнов Узбекистана. - Тезисы докл. Международной научно-практической конф. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. -М.: 2001. С. 25-26.
27. Сорохтин О.Г. Теория тектоники литосферных плит – современная геологическая теория.- М.: Знание, 1984.
28. Талиев С.Д. Свидетельства миграции и аккумуляции палеозойской нефти в Южной Фергане. - ДАН СССР, 1968. Т. 183. С. 176-180.
29. Таль-Вирский Б.Б. Геофизические поля и тектоника центральной части Средней Азии. - М.: Наука, 1982.
30. Туаев Н.П. Проблемы нефтеносности палеозойских отложений Средней Азии. - Тр. Ин-та геологии АН УзССР, -Т.: АН УзССР, 1948. кн. 2,
31. Узаков Х.У. Рельеф и геологическое строение складчатого фундамента Бухарского нефтегазоносного района. - Узб. геол. журн., 1963. №5.
32. Узаков Х.У. К структурно-формационному районированию палеозоя скрытых территорий Юго-Западного Узбекистана. - Узб. геол. журн. 1968. №1. С. 21-25.
33. Узаков Х.У., Рахимбердиев Н.Х. Геологическое строение фундамента Ферганской межгорной впадины. - Узб. геол. журн. 1985. №5. С. 52-62.
34. Хаимов Р.Н. К вопросу нефтеносности палеозоя Узбекистана. - В кн.: Вопросы геологии Средней Азии и Казахстана. -Т.: АН УзССР, 1963. С.100-108.
35. Хаимов Р.Н. Поиски нетрадиционных источников углеводородов – дополнительный резерв ресурсов нефти и газа Средней Азии. - Сб. науч. трудов СредАзНИПИнефть, -М.: ВНИИОЭНГ, 1987. С.11-17.
36. Хаимов Р.Н., Борисов О.М., Ахмеджанов М.А., Борисов С.О. Вопросы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Средней Азии. - Сов. Геология, 1985. №2. С. 14-20.
37. Хаин В.Е. Нефтегазоносность и тектоника. Геология нефти и газа, 1998. № 10. С.57.
38. Хамрабаев И.Х., Рыжков О.А., Ахмеджанов М.А. и др. О нефтегазоносности палеозойских отложений Узбекистана и прилегающих территорий. - В кн.: Геол. и пол. иск-ые Узбекистана. -Т.: Фан, 1964. С.34-37.
39. Шаякубов Т.Ш., Цой Р.В., Голованов И.М. и др. Мурунтауская сверхглубокая скважина. - Сов. геол. 1991. №10. С. 10-22.
40. Шейх-заде Э.Р., Атабаев Р.Х. Рельеф поверхности фундамента Ферганской впадины. - Сов. геол. 1988. №10. С. 37-43.