

УДК 550.622.276.(575.13).

ИЗУЧЕННОСТЬ И ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮЖНОЙ И ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ФЕРГАНСКОЙ ВПАДИНЫ

Исаков Абибилла Жаанбаевич, к.г.-м.н., доцент ИГД и ГТ им. академика У.Асаналиева КГТУ им. И.Раззакова, Кыргызстан, 720044, г.Бишкек, пр. Чуй164. Тел: 0312-61-34-78, e-mail: abibila@mail.ru

Белик Эрнар, магистрант ИГД и ГТ им. академика У.Асаналиева КГТУ им. И.Раззакова, Кыргызстан, 720044, г.Бишкек, пр. Чуй164.

Иманалиева Г. М. - преподаватель ИГД и ГТ им. академика У.Асаналиева КГТУ им. И.Раззакова, Кыргызстан, 720044, г.Бишкек, пр. Чуй164.

Шайлообаева Н.Д. - ИГД и ГТ им. академика У.Асаналиева КГТУ им. И.Раззакова, Кыргызстан, 720044, г.Бишкек, пр. Чуй164.

Аннотация. В данной работе кратко описывается изученность, геологическое строение и тектоника, а также нефтегазоносность основных месторождений расположенные в пределах южной и юго-западной части ферганской впадины. Обоснована важность выбора исследуемого района и перечислены количество нефтяных и газовых месторождений. Дается информация о результатах глубокого бурения, испытания скважин, пробной эксплуатации, промыслово-геофизических исследований и геологических построений. Приведены среднее содержание и качества нефти и газа по описываемым месторождениям. Дана характеристика нефтеносных пластов по площади залежи, эффективной мощностью, балансовым извлекаемым запасам по категориям. Указаны с каково времени эксплуатируются месторождения нефти и газа расположенные в пределах исследуемого объекта и максимальное количество добытых нефти и газа. Отмечается следующие;-что до последнего времени разные методы исследований (геологическая съемка, геофизические методы и бурение) проводились самостоятельно, разными организациями без обмена информацией; - слабо изучены в отношении нефтегазоносности палеозойские отложения; -наряду с открытием ряда нефтяных и газовых месторождений, отмечается слабая изученность глубинного геологического строения района и природы литологической изменчивости продуктивных горизонтов.

Ключевые слова: нефтегазоносность, тектоника, качество нефти и газа, пласт, бурение, нефтяное месторождение, геологическое строение, антиклиналь.

STUDY AND GEOLOGICAL-TECHNOLOGICAL FEATURES OF HYDROCARBON DEPOSITS OF THE SOUTHERN AND SOUTHWESTERN PART OF THE FERGANA DEPTH

Isakov Abibilla Zhanbaevich, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences Associate Professor of Mining and Mining Technologies named after U. Asanaliyev, KSTU them. I. Razzakov, Kyrgyzstan, 720044, Bishkek, Chui Ave. Tel: 0312-61-34-78, e-mail: abibila@mail.ru

Belik Ernar, graduate student of the Institute of Mining and Mining Technologies. U. Asanaliyev

Imanaliyeva G. - teacher of the Institute of Mining and Mining Technologies. U. Asanaliyev

Shailoobaeva N.D. - Institute of Mining and Mining Technologies. U. Asanaliyev

Annotation. This paper briefly describes the study, geological structure and tectonics, as well as the oil and gas potential of the main deposits located within the southern and southwestern parts of the Fergana basin. The importance of the choice of the area under investigation is substantiated and the number of oil and gas fields is listed. Information is provided on the results of

deep drilling, well testing, trial operation, field geophysical research and geological construction. The average content and quality of oil and gas in the described deposits are given. The characteristic of oil-bearing strata on the area of a deposit, effective capacity, balance retrievable reserves by categories is given. It is indicated from which time the oil and gas field located within the investigated object and the maximum amount of oil and gas produced are exploited. The following are noted; - Until recently, different methods of research (geological survey, geophysical methods and drilling) were conducted independently, by different organizations without information exchange; - Paleozoic deposits are poorly studied with regard to oil and gas content; - Along with the discovery of a number of oil and gas fields, there is a poor knowledge of the deep geological structure of the area and the nature of lithological variability of productive horizons.

Key words: oil and gas, tectonics, oil and gas quality, reservoir, drilling, oil field, geological structure, anticline.

На территории Кыргызской Республике основные нефтяные и газовые месторождения сосредоточены в Ферганской впадине. В данном регионе расположены 7 нефтяных, 4 нефтегазовых, 2 газовых и 1 нефтегазоконденсатное месторождения. Нефтяные месторождения промышленного значения, сосредоточены в песчаниках и известняках палеогена, а газовые — в комковатых песчаниках, иногда в песчанистых известняках и конгломератах начала и конца мелового периода. Нефтяные (и нефтегазовые) месторождения как Северный, так и Южный Ферганы приурочены к антиклинальным складкам. По запасам все разрабатываемые месторождения являются мелкими. Наиболее крупное по запасам-месторождение Майлуу-Суу-4-Восточный Избаскент, где в юрских и меловых толщах сосредоточены газовые, а в палеогеновых-нефтяные залежи. Коэффициент продуктивности большинства нефтяных и газовых месторождений низкий, в них содержится много воды.

Южная Фергана за последние годы превратилась в один из основных нефтеносных районов Ферганской впадины. Ниже рассматривается геологическая изученность и геолого-технологические особенности некоторых месторождений, находящиеся на этой территории.

В геологическом отношении район Карагачинского месторождения на поверхности слагается дислоцированными отложениями позднего плиоцена (бактрийская серия) раннего антропогена (сахская свита).

Из 37 пробуренных здесь к настоящему времени 7 прошли полный комплекс осадочного чехла и вскрыли фундамент, остальные в зависимости от целевого назначения и других условий были остановлены в различных горизонтах палеогена и неогена. По результатам бурения и промыслово-геофизических исследований мезозойские отложения здесь не установлены и во вскрытых разрезах на палеозой ложатся различные горизонты палеогена. Это согласуется с общей историей тектонического и палеогеографического развития Ферганской депрессии, согласно которой в первые стадии альпийской эпохи складчатости в области западной глубоко погружённой части и Каратау-Гузанской антиклинальной зоны произошел полный размыв всей толщи мезозойских отложений.

Расчленение палеогеновых и неогеновых отложений проводится согласно схеме О.С. Вялова, четвертичных - Н.П.Васильковским, возраст палеозойских пород уточнён Х.У. Узаковым

Учитывая, что биостратиграфическое обоснование выделяемых стратиграфических подразделений имеется в существующих схемах, в настоящем оно не проводится.

Карагачинское месторождение в тектоническом отношении приурочено к западной окраине Каратау-Гузанской антиклинальной зоны, которая расположена, в пределах западной части Южной ступени.

Каратау-Гузанская антиклинальная зона представляет собой крупную положительную складку с пологим северным и крутым Южным крылом, которое на

большом протяжении осложнено разрывным нарушением. В пределах зоны с запада на восток выделяются следующие антиклинальные складки: Карагачинская, Тамчинская, Бешкентская, Тогапская, Старо-Сулуктинская, Какаганская, Сарыджазская, Ташраватская, Айзарская и др.

На поверхности Карагачинская площадь сложена четвертичными отложениями (верхнее-бактрийскими и сохскими).

По результатам глубокого бурения, испытания скважин, пробной эксплуатации, промыслово-геофизических исследований и геологических построений установлены:

- В пределах Карагачинской складки, обнаружена в IV горизонте, Риштанских слоев палеогена, приуроченной к центральной её части и относящаяся, пластово-сводовому типу.

- Первоначальное положение водонефтяного контакта, определена по данным опробования скважин, пробной эксплуатации, геологических построений и принято горизонтальным.

- Анализ опробования горизонтов показывает, что в большинстве случаев, появление нефти достигается после неоднократных перестрелов и аэризации. Это свидетельствует о том, что пласты, слагающие продуктивный горизонт как, правило, заглинизированы глинистым раствором.

- Опробование всех остальных частей разреза (палеозоя, палеогена и неогена) показало, что они являются в основном водоносными, а получение незначительных притоков нефти связано со следующими факторами: а-при совместном испытании с предыдущим горизонтом; б - не установкой цементных мостов, отделяющих их от продуктивного горизонта; в - связанные незначительными локальными скоплениями нефти, что подтверждает слабыми притоками и присутствии воды.

Пласт данного нефтеносного песчаника расположен на глубине 2,8 километров. Площадь залежи – 2,45 км², эффективная мощность – 1,95м. Балансовые извлекаемые запасы на 01.01.2006г.: категории С1 - 58тысяч тонн, категории С2 - 29тысяч тонн, категории С1+С2 - 87тысяч тонн - газ растворенный, категории С1 - 1млн м³.

Среднее содержание и качество нефти:

Плотность-0.864г/см³

Вязкость –3.75мПас

Сера-0,4%,

Парафин - 13%

Смоли и асфальтены-43%.

Эксплуатируется «Карагачи» с 1974 года. В 1998 году добыто 1 тыс. т.

Месторождение «Тамчи». Нефтяное месторождение Тамчи приурочено Каратау-Гузанской антиклинальной зоне, но находящейся в западной части Южной ступени в пределах которой открыт целый ряд нефтяных месторождений. Это Тамчи, Бешкент-Тогап, Айритан, Сельрохо, Нефтеабад, Северный Сох, Чонгара-Гольча и ряд других, из которых осуществляется добыча нефти в настоящее время.

Геологоразведочными работами было установлено, в пределах описываемой зоны на всех выявленных месторождениях промышленно нефтегазоносными являются отложения палеогена.

Непосредственно на Тамчинском месторождении нефтепроявления отсутствуют. Что объясняется глубиной залегания продуктивного горизонта.

В результате проведенных геологоразведочных работ на описываемом месторождении была выявлена нефтяная залежь, приуроченная к IV^б горизонту, залегающему, в нижней части риштан-исфараханабадских слоев палеогена, имеющих региональное распространение в пределах Ферганской впадины.

Тамчинское месторождение в тектоническом отношении приурочено к западной окраине Каратау-Гузанской антиклинальной зоны, которая расположена, в пределах западной части Южной ступени.

Каратау-Гузанская антиклинальная зона представляет собой крупную положительную складку с пологим северным и крутым Южным крылом, которое на большом протяжении осложнено разрывным нарушением. В пределах зоны с запада на восток выделяются следующие антиклинальные складки: Карагачинская, Ташраватская, Айзарская и др.

На поверхности, Тамчинская площадь сложена четвертичными отложениями; (верхне-бактрийскими и сохскими).

Описываемая складка была выявлена М.Е. Воскобайниковым. в 1946 г. который проводил на площади геологическую съёмку масштаба 1:50000 и предложил её под глубокое бурение.

Для уточнения глубинного строения данного района в 1974 г. А.Ф.Безукладниковой были проведены сейсморазведочные работы. Согласно полученным данным, по опорному, отражающему, отождествленному с кровлей палеозойских отложений, Карагачинская складка, имеет субширотное простирание, размеры, которой по изогипсе-2000 м. составляют: длина 2,2 км, ширина 1,75 м, и высота 100 м.

Результаты структурного, поискового, разведочного и эксплуатационного бурения, а также промыслово-геофизические наблюдения и данные опробования, скважин позволили уточнить строение Карагачинской складки.

Отложения неогена и палеогена вскрыты на площади большинством скважин, а так как структурный план с глубиной практически не меняется, то описание складки даётся по кровле IVб продуктивного горизонта Ханабадских слоёв палеогеновых отложений. Из 22 пробуренных глубоких скважин кровлю продуктивного пласта вскрыло 17. По полученным данным и структурным построениям Карагачинская складка представляет собой многопольную (три) антиклиналь субширотного пространства асимметричного строения, с пологим северным (от 3 до 8) и более крутым южным(7-8⁰) крылами. Западная периклиналь складки, полагая 4-6⁰ и вытянутая, восточная более крутая, с углами падения пород 11-12⁰.

Тамчинская складка разделена на востоке от прилегающей к ней Тамчинской антиклинали, узким 200 метровым неглубоким прослоем.

Общие размеры Тамчинской складки по изогипсе, минус -1770 м. IVб горизонта составляют: длина -4,5 км, ширина изменяется от 0,7 до 1,8 км, и высота 80 м.

Пласт нефтеносного песчаника в ядре антиклинали на глубине 2,5км. Площадь залежи - 3,25км², эффективная мощность - 5,5м.

Извлекаемые запасы на 01.01.2000г.: категории В - 32тыс.т, категории С1 - 452тыс.т, категории В+С1 - 484тыс. т.

Среднее содержание или качество нефти:

Плотность-0.876г/см³

Вязкость - 2.7мПас

Сера - 0.26%.

Парафин - 7%,

Смоли и асфальтены-43%.

Эксплуатируется с 1982года. В 1998году добыто 2,3тыс.т. Учтено балансом.

В геологическом строении Бешкент-Тогапское месторождение принимают участие палеозойские, мезозойские, кайнозойские, отложения. Мезозойские осадки представлены здесь небольшой по мощности (до 300 м толщей мелового возраста).

На поверхности территория сложена отложениями неогена и местами (на Бешкент-Тогапского участка) - неогена.

Глубинное строение Бешкент - Тогапской и Ташраватской площадей в 27 скважинах вскрыли палеозойские породы, остановлены в различных отложениях палеогенового разреза. И несколько скважин попав в приразломную зону, не вышли из неогена. Расчленение палеогеновых и неогеновых отложений приводятся по схеме О.С. Вялова.

Тектоника. Формирование Бешкент-Тогапского поднятия, как и на других структурных пластов Ферганской впадины в его современном виде очертаниях, приходилось в плиоцен в четвертичное время.

На протяжении всей предыдущей геологической истории структурно геологический план рассматриваемой территории неоднократно менялся. Данные бурения, геологические съемки геоморфологии, геохимических исследований, а также сейсморазведки и изучения общих тектонических движений, позволили в пределах Бешкент-Тогапской структуры выявить несколько разломов субширотного направления. В пределах Бешкент –Тогапского поднятия и непосредственно на участке Южный Тогап широко развиты русла рек и временных водных бассейнов, а также сеть глубоких саев и оврагов.

Проведенными здесь геологоразведочными работами было установлено, в пределах описываемой зоны, как и всей Ферганской межгорной впадины, выявлено нефтеносными являются осадочные породы палеогена.

Месторождение «Бешкент-Тогап». Два участка-2 пласта нефтеносных песчаников в ядре антиклинали на глубине ~ 2км. Площади залежей 12,458км² и 6.495км², эффективные мощности соответственно 3,06 и 2,45м.

Извлекаемые запасы по категории В: участок Бешкент-372тыс.т, участок Тогап-52тыс.т
Всего – 424 тыс. т.

Среднее содержание или качество нефти:

Плотность-0.86г/см³

Вязкость – 5.6 и 10мПас

Сера-0.37 и 0.21%

Парафин-10.8 и 25%,

Смоли и асфальтены-57 и 52%.

Эксплуатируется с 1977года. В 1998году добыто 13тысяч тонн. Учтено балансом.

В геологическом отношении кадамджайская группа месторождений куда и входит месторождения «Чауртан-Яркутан»отмечено наличие палеозойских, мелозойских и кайнозойских образований. Продуктивные пласты приурочены к отложениям юрского, мелового и палеогенового возраста.

В пределах площадей четко выделяются два структурных этажа: палеозойский и мезо-кайнозойский. Нижний - герцинский-этаж по особенностям разрезов, возрасту складчатости, формам структур и проявлениям магматизма делится на две тектонические зоны: Карачатырскую зону низких предгорий, соответствующую южной окраине Ферганской депрессии и низким предгорьям Туркестано-Алайской горной системы, и зону высоких предгорий Алая, пространственно приуроченную к северным склонам той же горной системы. Верхний структурный этаж сформирован альпийскими тектоническими движениями. Представлен он пологими складками основания, в которых участвует как покров "мезозойских и третичных отложений, так и палеозойский фундамент.

Несмотря на достаточно большие капиталовложения месторождения Чаур-Яркутан, за последние несколько десятилетий на территории деятельности нефтегазовых компаний не отмечалось открытия новых месторождений газа и нефти.

Причина кроется в исчерпанности фонда положительных структур с относительно простым геологическим строением и на легкодоступных поисково-разведочному бурению глубинах. Кроме того, до настоящего времени основной упор в ГРП делался на регионально-нефтегазоносные комплексы отложений кайнозойского возраста. Соответственно не случайна общая тенденция к снижению добычи нефти и запасов углеводорода в условиях отсутствия детализации на глубину и прироста прогнозных (также и доказанных) запасов углеводородов.

В таких условиях необходимы поиски перспективных объектов в малоизученных (неизученных) землях и в комплексах отложений нижних структурно литологических этажей с новым методами поиска и использованием новейшего геофизического оборудования.

На прилегающей территории проектируемых работ (межструктурной зоны) есть информация о перспективах каждого комплекса отложений.

Палеозойские отложения малоизучены в отношении перспектив нефтегазоносности и есть данные о битуминозности кембрийских отложений, силур-девонских, отложений каменноугольного возраста. Промышленные притоки нефти получены ПО "Узбекнефть" из коллекторов разновозрастных отложений на палеогеновых выступках (Бостон, Палванташ, Южный Аламышик). В непосредственной близости от площади работ, в своде складки Чаур отмечено повышенное содержание углистого вещества (до 7% объема породы). Однако притоков нефти и газа или прямых признаков продуктивности палеозойских отложений не выявлено.

Месторождение «Чаур-Яркутан». Один нефтеносный и 3 газоносных пласта в песчаных толщах к сводовой части антиклинали на глубинах 310-370м. Эффективная мощность нефтеносного пласта – 6м. Длина нефтяной залежи – 7,5км, ширина 400-700м, высота – 200м.

Запасы извлекаемой нефти на состояние 01.01.2008г. Категории А+В - 6,7тыс.т.

Среднее содержание или качество полезных ископаемых:

Нефть:

Плотность-0.87г/см³

Вязкость – 4.24мПас

Сера – 0.31%

Парафин – 7.51%,

Смолы и асфальтены–29%

Газ:

Плотность-0.64-0.98г/см³

Теплотворная способ. 8.5-14.1тыс.кДж.

Эксплуатируется с 1974года. добыто 5тысяч тонн. Учтено балансом.

В геологическом строении в районе месторождение Чонгара-Галча. принимают участие все породы от палеозойских до современных включительно.

Тектоника. К числу наиболее ранних принадлежит схема тектонического районирования В.Н.Вебера (1929, 1934 г), который основываясь на существующих к этому моменту работах геологической съемки, а также личного наблюдения, выделил в качестве основного структурного элемента южного борта Ферганской впадины, синклиналию зону депрессий 40-й параллели. Эта депрессия по мнению В.Н.Вебера простирается от Шахристана на западе до меридиана, проходившего несколько западнее села Шахимардан.

Детально изучив южный разрез Ферганской впадины в районе 40-й параллели В.Н.Вебер отмечает, что по серии несогласий в осадконакоплениях различных стратиграфических толщ мезозоя и палеогена орогенных движений в это время не было, происходили лишь прогибы, давшие возможность образоваться столь мощным осадкам, как триасовые на правом берегу р.Исфары или юрские на Шурабе. Он считает, что складки мезозоя и кайнозоя, в пределах 40-й параллели, обязаны своим происхождением постплиоценовой орогении.

Природу этих складок он объясняет тем, что преобладающим их типом являются не только складки, сколько флексуры, переходящие в сбросы или взбросы.

В.Н.Вебером было доказано, что и крупные вертикальные движения в районе произошли в четвертичное время. Полностью изучая и анализируя эти отложения. В.Н.Вебер отмечает три цикла четвертичных поднятий.

Циклы тектонических движений в районе сопровождались одновременным поступательным подъемом горных сооружений на юге и одновременно прогибанием Ферганской впадины в ее центральной части. Все эти противоположные явления сопровождались разрывными нарушениями, часть из которых проявляется на дневной поверхности, а часть скрыта под новейшими образованиями. В.Н.Вебером было предположено нарушение по южной границе современных конусов выноса рек Исфара, Сох,

Ходжа-Бакирган и др. (не проявляющееся на дневной поверхности), которое в настоящее время доказано геофизическими методами и бурением.

В.И.Попов (1983, 1989 г), в своем труде “структуры конского хвоста в тектонике Западного-ТяньШаня, изучая историю депрессий и поднятий считает, что более молодые дислокации в Фергане имеют направление диагональное к окраине депрессии и несколько повернутое против часовой стрелки.

Б.С.Соколов и Э.Аргана (1935 г.) по отношению к Западному Тянь-Шаню, Ферганскую впадину и складчатость связывали с тектоническими движениями, идущими параллельно простиранию Чаткальской и Алайской мегаантиклиналей. Они указывали, что почти все антиклинальные складки располагаются линейно на продолжении альпийских выступов Ферганского хребта, сложенных палеозоем и являющиеся основным зачаточным элементом зарождающей вибрации в пределах впадины.

В 1963 году В.А.Буш предложил несколько иную схему тектоники Ферганской впадины. Ферганская впадина выглядит как ложбина между двумя гребнями волн, ограниченной на севере Курамино-Чаткальским гребнем (поднятие первого порядка) и на юге Туркестано-Алайским.

Данные бурения, отчасти геофизических работ, произведенных в последние годы еще больше детализировали тектоническую схему юго-западного Ферганского борта.

В пределах юго-западного борта Ферганской впадины и сопредельных территорий выделяются структуры второго порядка; Северо-Ферганская зона складок; Центрально-Ферганская зона складок и Южно-Ферганская зона складок. Северо-ферганская зона складок располагается в предгорьях Кураминского хребта и простирается с юга-запада на северо-восток.

Нефтегазоносность месторождения Чонгара-Галча. Нефтегазовое месторождение Чонгара-Гальча приурочено к восточным периклинальным погружениям Чонгарской и Гальчинской структур.

В период 1949-1959 гг. на Чонгарской структуре проводилось поисково-разведочное бурение, установившее газоносность IV, V, VII горизонтов палеогена на более высоких абсолютных отметках пласта.

Структурное бурение на Гальчинской площади начато в 1956 г. и далее разведочным бурением установлена промышленная нефтеносность IV горизонта на восточном – северо-восточном периклинальном погружении Гальчинской складки.

Вновь открытая нефтяная залежь оказалось продолжением нефтяной залежи Чонгарской структуры. Эти две части одной залежи до 1959 г. считались самостоятельными объектами. В 1958-1960 гг. в результате разведочных работ выявлено, что нефтяная залежь IV горизонта на указанных площадях является единой литологически экранированной залежью.

В ходе структурного бурения в VII горизонте северного купола Гальчинской структуры выявлена газовая залежь непрямопромышленного значения.

В настоящее время эти газовые залежи находятся в консервации из-за ограниченного промышленного значения их запасов.

IV горизонт. В формировании залежи нефти и газа в моноклинальном погружении, вероятно основную роль сыграла литологическая неоднородность горизонта, представленного серо-зеленым и голубовато-серым песчаником с прослоями мергелей и известняков. Размеры залежи: длина – 10 км, ширина – 0,5-1,5 км. Общая толщина нефтяного пласта 5 м и эффективная 1,6 м. Эффективная пористость колеблется от 2,0 до 30 % или в среднем составляет 16,0 %, а проницаемость – 0-0,2 мкм² (средняя – 0,1 мкм²).

Тип залежи – пластово-сводовый, литологически экранированный. Средняя глубина горизонта – 600 м. Коллектор – терригенный и по типу поровый. Нефть имеет среднюю плотность 0,872 г/см³ и относится к маловязким, малосернистым и среднепарафинистым, с выходом светлых фракций до 41,0 % при 300 оС.

Нефтяной (растворенный) и свободный газ имеют относительную плотность, соответственно, 0,778 и 0,584, и относятся к малосероводородосодержащим газам с содержанием в общем составе метана, соответственно, 78,0 и 96,0 %.

Плотность и минерализация пластовой воды составляют, соответственно, 1,005 г/см³ и 10,0 г/л. Воды относятся к хлоркальциевому типу.

V горизонт представлен сероцветными известняками и известняками-ракушняками.

Общая толщина газового пласта 10 м и эффективная – 5 м. Эффективная пористость 21,0 % и проницаемость – 0,210 мкм².

Тип залежи – пластово-сводовый. Средняя глубина горизонта (в пределах газоносности части пласта) – 400 м. Коллектор – терригенный и по типу порово-трещинный. Газ имеет относительную плотность – 0,650 и является малосернистым (содержание сероводорода до 0,03 %) с содержанием в общем составе метана до 83 %.

Плотность и минерализация пластовой воды составляют, соответственно, 1,007 г/см³ и 14,0 г/л. Воды относятся к хлоркальциевому типу.

VII горизонт сложен серым доломитизированным известняком, песчанистым, известняком-ракушняком, пористым, с прослоями мергеля.

Общая толщина газового пласта 8,9 м, эффективная – 4,4 м.

Тип залежи пластово-сводовый. Средняя глубина горизонта (в пределах газоносной части пласта) – 400 м. Коллектор терригенный и по типу порово-трещинный. Газ имеет относительную плотность 0,650 и является малосернистым (содержание сероводорода до 0,03) с содержанием в общем составе метана до 83 %.

Месторождение «Ташрават». Пласт нефтеносного песчаника в ядре антиклинали на глубине 1,2 километров. Площадь залежи – 9,8 км², эффективная мощность – 2,04 м.

Балансовые извлекаемые запасы на 01.01.2008 г, нефть категории С1 - 187 тысяч тонн, категории С2 - 200 тысяч тонн, категории С1+С2 - 387 тысяч.

Среднее содержание или качество нефти:

Плотность-0,87 г/см³

Вязкость – 6,5 мПа·с .

Сера-0,31%

Парафин-21,4%

Смоли и асфальтены-73%.

Изучив ранее проведенных геолого-геофизических работ и анализируя геолого-технологическую изученность южной части Ферганской впадины можно отметить следующие:

-до последнего времени разные методы исследований (геологическая съемка, геофизические методы и бурение) проводились самостоятельно, разными организациями без обмена информацией;

-слабо изучены в отношении нефтегазоносности палеозойские отложения;

-наряду с открытием ряда нефтяных и газовых месторождений, отмечается слабая изученность глубинного геологического строения района и природы литологической изменчивости продуктивных горизонтов;

-практически не изучены глубинные надвиговые структуры, экранирующие приразломные антиклинальные складки.

Список литературы

1. Ахмедходжаев А. М. и др. Изучение нефтегазоносности и закономерности размещения газовых и нефтяных залежей в отложениях мела и юры Ферганской впадины. Ташкент, 1970 г.

2. Жданов М. А., Лисунов В. Е.. Подсчет запасов нефти и газа. Гостопиздат, 1959.

Известия КГТУ им. И.Раззакова 47/2018

3. Маринченко Г.Г. и др. Высокоточная высотная аэромагнитная съемка масштаба 1:200000 территории Киргизии «Отчет малого государственного предприятия «Гера» о результатах работахвыполненных в 1987-93 гг.

4. Токтоналиев К.Т., Безовчук Т.И., Захарова Л.К.«Результаты параметрического бурения (Юго-Западная Фергана) Фонды ТГФ. Фрунзе, 1977 г.

5.Геологический отчет по разработке нефтяных и газовых месторождений пос. Кочкор-Ата 1963 г.

6. Геологический отчет по разработки нефтяных месторождений АО «КНГ» за 1970-1999 гг.

7.Геологический отчет АО «Кыргызнефтегаз» пос. Кочкор-Ата 2002 г.

8.Подсчет запасов нефти палеогеновых отложений месторождения Карагачи, «Средаз НИПИ нефть», Ташкент 1982.

9. Отчетный баланс запасов нефти и газа за 1990-96 гг.

10.Состав и строение складчатого основания Юго-западного Узбекистана и краевых частей Ферганской впадины.Отчет потеме: Комплексное изучение палеозойских образований закрытых территорий Узбекистана. 1970-1972 г.г. Фонды ТГФ, Ташкент.

11.«СредазНИПИнефть» Программа работ по применению новых методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях ПО «Киргизнефть» г. Ташкент 1986 г.

12.«СредазНИПИнефть» Комплексные гидродинамические исследования ПО «Киргизнефть» г. Ташкент 1989 г.