

УДК 553.98.04(575.1+575.3/.4)+55+581.3

Мелихов В.Н.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт имени А.П.Карпинского» (ФГУП «ВСЕГЕИ»), Санкт-Петербург, Россия, vsegei@vsegei.ru

РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВЕДКИ ТРАНСГРАНИЧНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ ЮГО-ВОСТОЧНОГО ТУРКМЕНИСТАНА, ЮЖНЫХ РЕГИОНОВ УЗБЕКИСТАНА И ТАДЖИКИСТАНА, СЕВЕРНОГО АФГАНИСТАНА И СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО ИРАНА

Производится оценка ресурсов газа и нефти, результатов и перспектив разведки трансграничных нефтегазоносных бассейнов Юго-Восточного Туркменистана и сопредельных регионов Узбекистана, Таджикистана, Афганистана и Ирана. Рекомендуются разведка на нефть южных бортовых зон Мургабской впадины.

***Ключевые слова:** нефтегазоносный бассейн, ресурсы нефти и газа, месторождение, перспективы разведки, юг Центральной Азии.*

В пределы рассматриваемой территории попадают юго-восточные части Амударьинского (Туркменистан, Узбекистан, Афганистан) и Предкопетдагского (Туркменистан, Иран) бассейнов, Верхнеамударьинский нефтегазоносный бассейн (НГБ) (Афганистан, Таджикистан, Узбекистан), Калаиморско-Каларинский газонефтеносный бассейн (ГНБ) (Туркменистан, Афганистан), перспективный НГБ Тирпуль (Афганистан, Иран) и новый Кучано-Мешхедский ГНБ (Иран).

В статье анализируются и сопоставляются ресурсно-геологические данные по названным трансграничным бассейнам, выявляются особенности их нефтегазоносности и распределения ресурсов углеводородов (УВ), крайне важные для развития нефтегазового комплекса стран юга Центральной Азии и Мира. Эти вопросы слабо освещены в специальной литературе [Амурский и др., 1976; Самсонов и др., 1989; Халылов и др., 1992; Соловьёв, Кузьминов, Салина, 1996; Жмуд, Мелихов, 2000; Мелихов, Сибирёв, 2003; Аверков, 2006; Мелихов, 2009; В Афганистане обнаружено..., 2010; Asia Times..., 2012; Емельянов, 2012; Прогнозно-минерагеническая..., 2012].

Информация по результатам разведки и оценке ресурсов УВ Верхнеамударьинского бассейна излагается отдельно по таджикскому, узбекскому и афганскому национальным секторам. В афганском разделе анализируется также юго-восточная часть Амударьинского бассейна и перспективные НГБ Западного и Южного Афганистана, трансграничные с Ираном и Пакистаном. В туркменском разделе приводятся новые данные о ресурсном

потенциале УВ Юго-Восточного Туркменистана и о перспективах разведки на нефть приграничной с Афганистаном территории Амударьинского и Калаиморско-Каларинского бассейнов. В иранском разделе приведены известные и новые данные по бассейнам Северо-Восточного Ирана.

Схема тектонических элементов и продуктивности трансграничных НГБ юга Центральной Азии представлена на рис. 1.

Верхнеамударьинский нефтегазоносный бассейн

Для Верхнеамударьинского бассейна, более известного как Афгано-Таджикский, используется историческое название, отражающее его генетическое родство и идентичность платформенного юрско-палеогенового развития с Амударьинским бассейном. В новейшее время Верхнеамударьинский НГБ отделился от Амударьинского бассейна и развивался как межгорный со сложной складчато-надвиговой тектоникой.

Верхнеамударьинская впадина составлена Байсунским, Сурхандарьинским, Вахшским и Кулябским прогибами и разобщающими их зонами поднятий (ЗП) – Шерабадской, Кафирниганской и Обигармской. В юго-восточной части впадины (Афганистан) Вахшский и Кулябский прогибы сливаются. Южная часть наиболее крупного Сурхандарьинского прогиба известна в Афганистане как прогиб Мазари-Шариф.

Южная афганская часть Верхнеамударьинского бассейна, так же как и юго-восточная афганская часть Амударьинского бассейна, детально исследовались советскими и афганскими геологами [по материалам ВНИГНИ, 1978; Браташ и др., 1970; Северный Афганистан..., 1978; Самсонов и др., 1989; Ахмедзянов, 2005]. В последние десять лет эта территория стала объектом дистанционных и полевых исследований Геологической службы США (ГС США) [Аверков, 2006; В Афганистане обнаружено..., 2010; Емельянов, 2012]. Северная узбекско-таджикская часть Верхнеамударьинского НГБ традиционно изучалась российскими, узбекскими и таджикскими специалистами, в последние годы к ним присоединились специалисты нефтегазовых компаний, работающих в Таджикистане и Узбекистане [Абидов и др., 1987; Карта нефтегазогеологического..., 1989; Аверков, 2006; Абидов, 2009; Гулев, 2009; В Афганистане обнаружено..., 2010; Абдуллаев, Нурматов, 2012; Канадская компания..., 2012; Asia Times..., 2012]. Основополагающими аналитико-картографическими материалами по общей и нефтегазовой геологии Афганистана и сопредельных регионов Туркменистана, Узбекистана и Таджикистана остаются советские отчёты, публикации и карты.

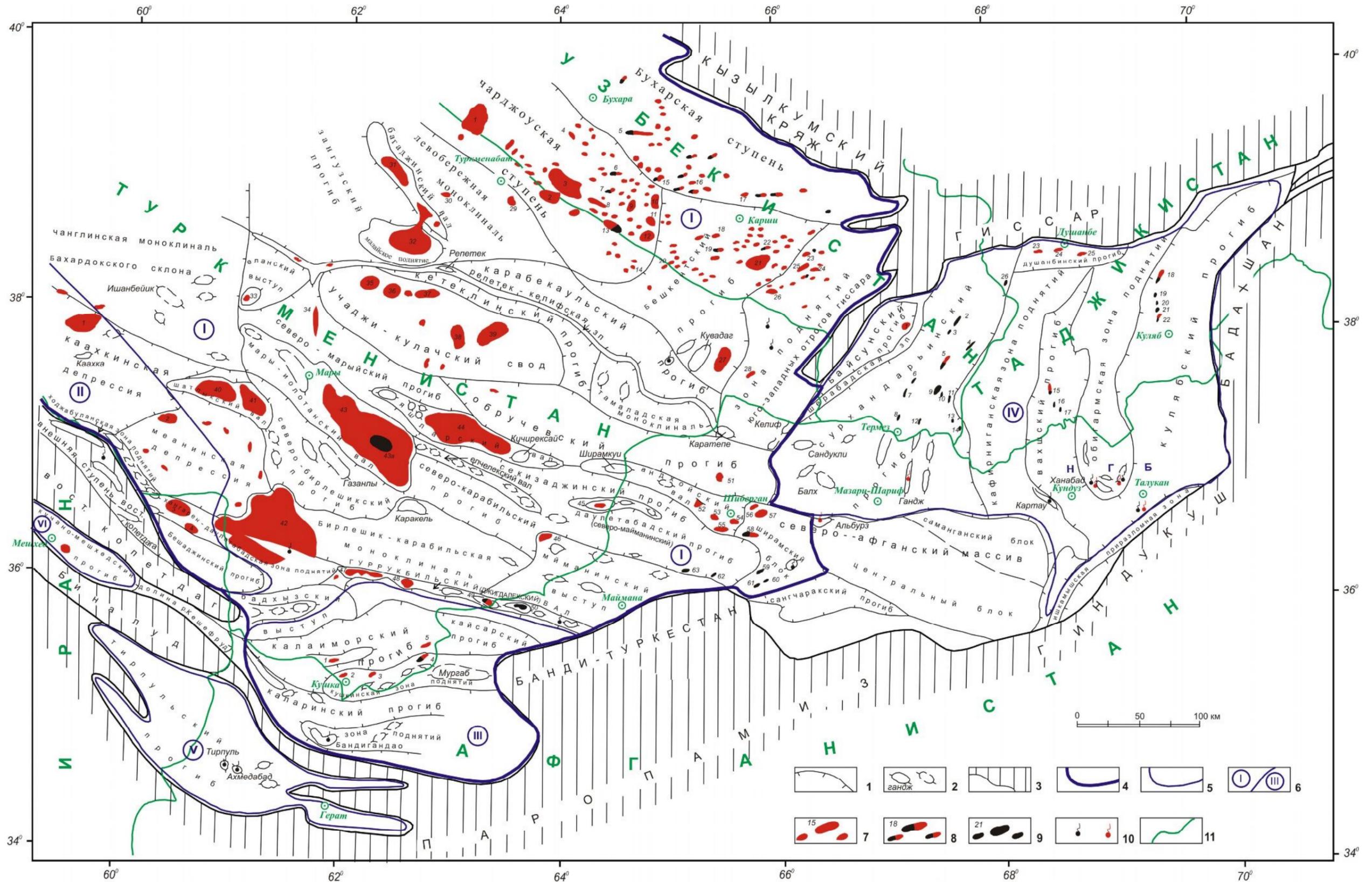


Рис. 1. Схема тектонических элементов и продуктивности трансграничных нефтегазоносных бассейнов Юго-Восточного Туркменистана, Западного и Южного Узбекистана, Юго-Западного Таджикистана, Северного и Западного Афганистана, Северо-Восточного Ирана

Условные обозначения к рис. 1.

1 – границы крупных и средних тектонических элементов; 2 – отдельные антиклинальные структуры, перспективные на нефть и газ; 3 – внебассейновые складчатые сооружения, сложенные породами мезозоя, палеозоя и протерозоя; 4 – граница Амударьинского ГНМБ; 5 – границы ГНБ и НГБ в составе Амударьинского мегабассейна и вне его; 6 – индексация и перечень газонефтеносных и нефтегазоносных бассейнов (I - Амударьинский ГНБ; II - Предкопетдагский ГНБ; III - Калаиморско-Каларинский ГНБ; I+II+III - Амударьинский ГНМБ; IV - Верхнеамударьинский НГБ; V - Туртульский ПНГБ; VI - Кучано-Мешихедский ГНБ); 7-9 – месторождения УВ, индексация основных и значительных месторождений: 7 – газовые, газоконденсатные, 8 – нефтегазовые, нефтегазоконденсатные, газонефтяные, 9 – нефтяные; 10 – притоки и проявления нефти и газа; 11 – государственные границы.

Перечень индексированных месторождений УВ, их фазовый состав (Н, ГН, НГ, НГК, ГК, Г) и крупность (крупное – 30-100 млн. т н.э., крупнейшее – 100-500 млн. т н.э.; уникальное - >500 млн. т н.э.):

Амударьинский ГНБ. 1 – Кандым ГК – крупнейшее; 2 – Самантепе ГК – крупное; 3 – Хаузак-Денгизкуль-Шады ГК – крупнейшее; 4 – Чендыр ГК; 5 – Караулбазар-Сарыташ НГ; 6 – Юж. Кемачи НГ - крупное; 7 – Умид НГК; 8 – Уртабулак ГК – крупнейшее; 9 – Зеварды ГК – крупнейшее; 10 – Памук ГК – крупное; 11 – Алан ГК – крупнейшее; 12 – Култук ГК – крупное; 13 – Кокдумалак НГК – крупнейшее; 14 – Янгуи ГК; 15 – Карим НГ; 16 – Юж. Мубарек ГК; 17 – Карактай Г; 18 – Бешикент ГК; 19 – Сев. Нишан НГК; 20 – Гирсан ГК; 21 – Шуртан ГК – уникальное; 22 – Сев. Шуртан НГК; 23 – Пачкамар ГК; 24 – Адамташ ГК – крупное; 25 – Гумбулак ГК – крупное; 26 – Юж. Тандырча ГК – крупное; 27 – Оджа (Аккайры) ГК – крупное; 28 – Аккумулям ГК; 29 – Сакар ГК; 30 – Келяка ГК; 31 – Багаджа ГК - крупное; 32 – Малай-Чартак ГК – крупнейшее; 33 – Елан Г; 34 – Байрамали ГК – крупное; 35 – Сейраб ГК – крупное; 36 – Учаджи ГК – крупное; 37 – Вост. Учаджи ГК; 38 – Елкуи ГК – крупное; 39 – Бешикызыл ГК – крупное; 40 – Зап. Шатлык ГК – крупнейшее; 41 – Вост. Шатлык ГК – крупнейшее; 42 – Даулетабад – Донмез ГК - уникальное; 43 – Галкыныш (Минара-Иолотань-Юж. Иолотань – Осман – Джурджи) ГК – уникальное; 43а – Юж. Иолотань Н (межсолевые доломиты); 44 – Яшлар (Зап. Яшлар – Вост. Яшлар - Молодёжная – Каритли) ГК – уникальное; 45 – Шахмолла ГК; 46 – Девезекем ГК; 47 – Гуррукбил ГК – крупное; 48 – Карабил Г – крупное; 49 – Ходжагугирдоб (Тек-Тек) НГ; 50 – Алигул Н; 51 – Джангаликолон ГК; 52 – Джума Г; 53 – Башикурд Г; 54 – Шакарак Г; 55 – Джаркудук Г - крупное; 56 – Етымдаг ГК – крупное; 57 – Ходжагугердаг ГК – крупное; 58 – Ходжабулан НГ; 59 – Ангот; 60 – Акдарья Н; 61 – Кашкари Н; 62 – Базарками Н; 63 – Замрадсай Н.

Калаимарско-Каларинский ГНБ. 1 – Моргуновское ГК; 2 – Ислим ГК; 3 – Карачоп ГК; 4 – Тореших НГК; 5 – Кулешор ГК.

Предкопетдагский ГНБ. 1 – Гараджаовлак ГК – крупнейшее; 2 – Теджен Г – крупное; 3 – Хангирен ГК – крупнейшее; 4 – Гонбадли ГК – крупное.

Верхнеамударьинский НГБ. 1 – Гаджак ГК – крупное; 2 – Миршади Н; 3 – Юж. Миршади Н; 4 – Каштар Н; 5 – Ляльмикар ГН; 6 – Джалаир Н; 7 – Хаудаг Н; 8 – Учкызыл Н; 9 – Кокайты Н; 10 – Актау Н; 11 – Досманага Н; 12 – Джейранхона Н; 13 – Корсаглы Н; 14 – Амударья Н; 15 – Кызылтумиук НГК; 16 – Акбашадыр Н; 17 – Кичикбель Н; 18 – Бешитеняк НГК; 19 – Сульдзуы Н; 20 – Узунохор Н; 21 – Юж. Пушион Н; 22 – Ходжасартис НГ; 23 – Шаамбары Г; 24 – Комсомольское Г; 25 – Андыген Г; 26 – Сев. Курганча Н.

Естественно, за 20-летний постсоветский период наработаны и новые геолого-геофизические материалы [Халылов и др., 1992; Соловьёв, Кузьминов, Салина, 1996; Давыдов, 1997; Одеков, Пашаев, 2001; Одеков и др., 2001; Мелихов, Сибирёв, 2003; Афгано-Таджикская и Мургабская..., 2007; Крылов, Кучеря, 2008; Абидов, 2009; Мелихов, 2009; Абдуллаев, Нурматов, 2012, Прогнозно-минерагеническая..., 2012].

Узбекско-Таджикская часть Верхнеамударьинского нефтегазоносного бассейна

Базовые советские оценки строения, объектов геологоразведочных работ (ГРР) и ресурсов УВ по узбекско-таджикской части Верхнеамударьинского бассейна произведены К.Н. Кравченко и др. (ВНИГНИ, 1989), Н.А. Крыловым и др. (ИГИРГИ), узбекскими и таджикскими геологами (ИГИРНИГМ и др.).

Актуализированное определение основных плеев – направлений ГРР и самые последние оценки ресурсов УВ рассматриваемого региона, его составных прогибов и нефтегазоносных комплексов (палеоген, мел, подсолевой карбонатный комплекс верхней юры) осуществлены Н.А. Крыловым, М.С. Кучерей (ВНИИГАЗ, 2008).

Основными направлениями ГРР на нефть и газ Верхнеамударьинского бассейна являются:

- карбонатно-терригенный палеоген-сенон [палеоген-верхний мел]: а) в прогибах бассейна; б) в поднадвиговых структурах на бортах Вахшского прогиба и в Кафирниганской зоне поднятий;

- терригенно-карбонатный сеноман - нижний мел [нижний мел – надсолевой титон] всех прогибов бассейна и, возможно, отдельных структур в зонах поднятий;

- подсолевой карбонатный комплекс верхней юры [верхнего келловей-оксфорда] в пределах всего Верхнеамударьинского бассейна;

- терригенный комплекс средней-нижней юры, считающийся потенциально газонефтеносным на всей территории бассейна, однако, ввиду запредельно больших глубин залегания, не являющийся первостепенным для разведки.

Согласно Н.А. Крылову, М.С. Кучеря [Крылов, Кучеря, 2008] неразведанные ресурсы нефти палеогена таджикско-узбекской части Верхнеамударьинского бассейна достигают 160 млн. т. Извлекаемые перспективные ресурсы УВ (преимущественно нефти) категории С₃ составляют 57,5 млн. т н.э., распределяясь по прогибам бассейна следующим образом: Сурхандарьинский прогиб – 51,8 млн. т н.э.; Вахшский прогиб – 2,2 млн. т н.э.; Кулябский прогиб – 2,5 млн. т н.э. Средние запасы потенциальных палеогеновых месторождений нефти региона предполагаются небольшими – в пределах 1,5-5 млн. т.

Неразведанные ресурсы нефти и газа меловых отложений рассматриваемого региона достигают 160,2 млн. т н.э., в том числе 121,1 млн. т н.э. в Сурхандарьинском прогибе, 16,1 млн. т н.э. в Вахшском прогибе и 23 млн. т н.э. в Кулябском прогибе.

Суммарные неразведанные ресурсы УВ надсолевых мел-палеогеновых отложений таджикско-узбекской части Верхнеамударьинского бассейна составляют 320 млн. т н.э. Они, вероятно, являются более значимыми (до 400 млн. т н.э.), поскольку не учитывают ресурсы УВ поднадвиговых структур на бортах Вахшского прогиба и в Кафирниганской зоне поднятий [Крылов, Кучеря, 2008].

Неразведанные ресурсы газа глубокопогруженного (4-7 км и более) подсолевого карбонатного комплекса региона из-за крайне слабой изученности структуры, состава и литофациальной зональности комплекса недостаточно обоснованы и произвольно прогнозируются в диапазоне 1-3 трлн. м³. Практически неизученными остаются подсолевые антиклинальные структуры, которые по генезису и морфологии не могут быть интерполированы от многочисленных известных надсолевых поднятий. Примерами подсолевых объектов являются окраинно-бассейновые, минимально погруженные структуры – газовые месторождения – крупное месторождение Гаджак с запасами около 100 млрд. м³ (Байсунский прогиб, глубина подсолевых карбонатов 3,3-4 км) и мелкие месторождения Душанбинского прогиба (глубина карбонатов 1,7-2,7 км).

Таджикская часть Верхнеамударьинского нефтегазоносного бассейна

Ресурсы УВ Таджикистана представлялись в 1988 г. следующим образом: газ – 863 млрд. м³; нефть – 113 млн. т. Из этих ресурсов УВ 80,8% принадлежат Верхнеамударьинскому бассейну, остальные 19,2% - Ферганскому бассейну. В 2011 г. Главное геологическое управление при СМ Таджикистана обнародовало прогнозную оценку недр страны – более 3 трлн. м³ газа и около 200 млн. т нефти.

В 2003 г. правительство Таджикистана и «Газпром» заключили долгосрочное (до 2028 г.) соглашение о стратегическом сотрудничестве в области разведки и добычи газа и нефти и газификации Таджикистана. В 2006 г. «Газпрому» в лице дочерней компании «Газпром Зарубежнефтегаз» (Gazprom International) выдали лицензию на проведение геологического изучения площадей Саргазон и Ренган с прогнозными ресурсами газа соответственно 30 млрд. м³ и 35 млрд. м³. В 2008 г. Gazprom International и правительство Таджикистана подписали соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр на 4 площадях (Саргазон, Ренган, Сарыкамыш, Шохамбары), обладающих суммарными прогнозными ресурсами газа в пределах 80-160 млрд. м³.

Все разведочные площади Gazprom International расположены на севере Верхнеамударьинского НГБ [Гулев, 2009], в то время как плотность подсолевых ресурсов газа и нефти прогнозируется максимальной на юге бассейна. Впрочем, такая локализация основных ресурсов УВ Верхнеамударьинского бассейна является сугубо предварительной ввиду крайне слабой изученности подсолевых карбонатов, как потенциально основной продуктивной толщи.

В 2009 г. на площади Саргазон в ходе первого этапа сейсморазведки 2D была получена первая геологическая информация о высокоперспективных на газ глубокозалегающих подсолевых горизонтах юры. Оказалось, что подсоловой структуры, выявленной по недостаточно качественным сейсмическим материалам 1980-х гг., не существует. Однако здесь были выделены новые интересные объекты, нуждающиеся в доизучении сейсморазведкой 2D-3D.

В 2009-2010 г.г. в ходе сейсморазведки 2D-3D на площади Сарыкамыш обнаружены новые целевые горизонты, которые могут содержать природный газ (подсолевые отложения верхней юры) и нефть (палеоген). Здесь подготовлена к бурению структура Шахринав, содержащая следующие перспективные ресурсы УВ: свободный газ – 18 млрд. м³; нефть – 17 млн. т (7 млн. т извлекаемых); растворённый газ – 2 млрд. м³. В 2011 г. на структуре Шахринав заложена самая глубокая в Таджикистане и во всей Средней Азии поисковая скв. 1 проектной глубиной 6300 м. В настоящее время её забой достиг 5500 м. Эта скважина будет иметь принципиальное значение для оценки нефтегазоносности глубоких горизонтов северной части Верхнеамударьинского бассейна.

В 2011 г. Gazprom International отказался от продления лицензии на площадь Ренган, поскольку сложные горно-геологические особенности этой площади делают проект её освоения экономически нецелесообразным (расчленённый рельеф местности, крутые склоны, перепады высот более 1000 м). Рассматривается возможность получения лицензий на новые площади Таджикистана, в частности, площадь Нафтмайдон.

В 2008 г. канадская компания Tethys Petroleum, имеющая контракты upstream в Казахстане и Узбекистане (в Казахстане ею открыты крупные залежи нефти на блоке Аккулка-Базай в Арало-Устюртском НГБ), приступила к работе в Таджикистане. По соглашению с правительством Таджикистана, подписанном на 13 лет, компания участвует в программе переосвоения 5 нефтяных и газовых месторождений, сейсмогеологического анализа 56 структур по всей территории Верхнеамударьинского бассейна, в разведке, разработке и модернизации 5 северных блоков с прогнозными ресурсами газа около

1,5 трлн. м³ (?). В последующем предполагается увеличение инвестиций в южные блоки в приграничном с Афганистаном Пянджском районе.

В 2008-2011 г.г. производилось переосвоение Комсомольского газового месторождения вблизи г. Душанбе путём модернизации старых скважин и бурения единичных наклонных скважин. Остаточные запасы газа на месторождении составляют около 1 млрд. м³ при начальных 2,5 млрд. м³.

В 2011 г на юге Таджикистана на разведочной площади Восточный Олимтой из песчаников алайской свиты палеогена получен приток нефти и газа с глубины 3342 м в процессе бурения скв. 1. Проектная глубина скважины 3800 м рассчитана на вскрытие известняков бухарской свиты палеогена. Вероятно, здесь открыто новое нефтяное месторождение в палеогеновых отложениях.

В 2011 г. Tethys Petroleum получила от правительства Таджикистана первый контракт upstream о разделе продукции на так называемый участок «Бохтар» площадью 34785 км², фактически охватывающей всю таджикскую часть Верхнеамударьинского бассейна. Срок действия контракта – до 2033 г. На основе соглашения, заключенного в конце 2012 г, Tethys Petroleum, китайская CNPC и французская Total будут владеть равными долями в проекте «Бохтар». К Таджикистану проявляют интерес и другие иностранные компании (США, Сингапур, Австрия, Швейцария и др.).

В декабре 2011 г. специалисты Tethys Petroleum провели проверку «безрисковых перспективных ресурсов глубоких подсоловых зон» участка «Бохтар» т.е. таджикской части Верхнеамударьинского бассейна. Ресурсы УВ составили: нефть и конденсат – 1,14 млрд. барр. н.э. или 155 млн. т н.э.; газ – 7 трлн. кубофутов или 223 млрд. м³ – 178 млн. т н.э.; сумма ресурсов УВ – 333 млн. т н.э.; соотношение жидких и газообразных УВ – 46,5%: 53,5%.

Ресурсы УВ подсолового этажа таджикской части Верхнеамударьинского бассейна (333 млн. т н.э. на площади 35 тыс. км²) оказались сопоставимыми с ресурсами УВ афганской части Верхнеамударьинского бассейна, определёнными ГС США и афганскими специалистами в 644 млн. т н.э. для подсолового и надсолового этажа при площади афганской части бассейна 28 тыс. км².

В июле 2012 г. Tethys Petroleum обнародовала новые данные о ресурсах УВ таджикской части Верхнеамударьинского НГБ, включая надсоловой и подсоловой этажи. Новая оценка ресурсов УВ оказалась многократно больше предыдущей и составила: нефть и конденсат – 8,5 млрд. б н.э. или 1156 млн. т н.э.; газ - 114 трлн. кубофутов или 3228 млрд. м³ – 2582 млн.

т н.э.; сумма ресурсов УВ – 3738 млн. т н.э.; соотношение жидких и газообразных УВ – 31%:69%. Эти ресурсы УВ квалифицированы как «валовые безрисковые средние извлекаемые запасы» [Asia Times..., 2012].

Непонятен многократный рост ресурсов УВ с интервалом между оценками всего лишь в полгода, осуществлённый без существенного наращивания обосновывающей геолого-геофизической информации. Огромный рост ресурсов УВ возможен, по нашему мнению, только в случае обнаружения сейсморазведкой крупнейших подсолевых келловей-оксфордских рифов и крупных поднадвиговых палеогеновых объектов. Обнаружение рифов и поднадвиговых объектов возможно, однако маловероятно за столь короткий промежуток времени относительно небольшими объёмами сейсморазведочных работ, проводимых Tethys Petroleum в условиях больших глубин целевых горизонтов (4-7 км) и весьма сложных солевых и надвиговых дислокаций. Подобные рифы – уникальные и крупнейшие газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения известны в Амударьинском мегабассейне, соседнем и генетически близком с Верхнеамударьинским – в Мургабской впадине Туркменистана (Галкыныш, Яшлар), на Чарджоуской ступени и в Бешкентском прогибе Узбекистана (Денгизкуль, Уртабулак, Зеварды, Кокдумалак, Шуртан). Проблема выявления подсолевых рифов, как наиболее ёмких ловушек УВ, будет одной из основных и наиболее сложных в Верхнеамударьинском бассейне в целом (т.е. в таджикском, узбекском и афганском секторах) при практической неразбуренности подсолевых карбонатов и, как следствие, неизученности их состава и литофациальной зональности.

В пресс-релизе компании «Tethys Petroleum» было отмечено, что «Амударьинский [Верхнеамударьинский?] бассейн является самым богатым в мире, который не был расконсервирован». Президент компании Дэвид Робсон заявил, что «эти безрисковые средние перспективные запасы значительно превышают предполагаемые остаточные и безрисковые запасы у британского побережья Северного моря. Прделанная геологическая и геофизическая работа показала, что компания Tethys Petroleum работает в бассейне мирового уровня, имеющем огромный неосвоенный потенциал. Глубокие перспективные участки, на которые направлена работа в Таджикистане, имеют сверхгигантский потенциал и успех их разработки существенно изменит положение компании и этой центральноазиатской страны. Эти дополнительные сейсмические данные помогут определить место для первой в Таджикистане глубокой подсолевой скважины, направленной на чрезвычайно большие перспективные запасы» [Asia Times..., 2012].

Компания Tethys Petroleum обещала в скором времени представить отчёт по новой оценке ресурсов УВ таджикской части Верхнеамударьинского бассейна, из которого, по-видимому, станет понятна реальность обоснования огромного роста ресурсов УВ.

Узбекская часть Верхнеамударьинского нефтегазоносного бассейна

Узбекская часть Верхнеамударьинского бассейна полностью охватывает Байсунский прогиб (Байсунский инвестиционный блок, осваиваемый малайзийской компанией Petronas) и около половины территории наиболее крупного и перспективного на нефть и газ Сурхандарьинского прогиба (другая его половина расположена в Афганистане). В Сурхандарьинском прогибе выделены три инвестиционных блока с известными инвесторами и операторами: Сурханский блок – Petronas; Восточный Сурханский блок – ExxonMobil; Коштарский блок – ExxonMobil [Абидов и др., 1987; Абидов, 2009; Абдуллаев, Нурматов, 2012].

В Байсунском блоке известно крупное газовое месторождение Гаджак, открытое в 1970 г. На 1991 г здесь были утверждены запасы основной подсолевой залежи (J_3ko) и надсолевой залежи (K_1h) суммарным объёмом 42,6 млрд. м³. К 2008 г. запасы газа подсолевой залежи увеличились до 61 млрд. м³. Начиная с 2006 г. на Гаджаке и сопредельной территории Байсунского прогиба Petronas осуществил сейсморазведку 2D (1200 пог. км) и 3D, гравимагнитную съёмку, испытание скважин на Гаджаке, интерпретацию накопленных геолого-геофизических данных. На Байсунском блоке намечено оценочное бурение с целью разведки новых месторождений (сообщается об открытии нового газового месторождения Когнисай) и доразведке уже известных. Согласно заключенному СРП, разработка месторождения Гаджак, запасы газа которого предположительно возросли до 100 млрд. м³, начнётся в ближайшее время.

Из всех прогибов узбекско-таджикской части Верхнеамударьинского бассейна, потенциал нефтегазоносности мел-палеогенового этажа Сурхандарьинского прогиба выглядит наиболее крупным [Абидов и др., 1987]. Здесь открыто 12 небольших нефтяных месторождений в палеогеновых отложениях и 1 газонефтяное месторождение, в разрезе которого продуктивны также верхнемеловые отложения. Наиболее значительные начальные извлекаемые запасы нефти обнаружены на месторождениях Кокайты (3,447 млн. т) и Ляльмикар (2,698 млн. т). Сурхандарьинская нефть преимущественно тяжёлая, её добыча составила 127 тыс. т в 2007 г. Открыто новое нефтяное месторождение Южный Миршады, которое даст до 40 тыс. т нефти в 2012 г. Объёмы ГРП на надсолевой этаж Сурхандарьинского прогиба в целом невелики, ввиду большой степени освоения данного

направления ГРП. В 2012 г. «Узбекнефтегаз» начал программу ГРП по поиску залежей тяжёлой палеогеновой нефти и битумов в пределах Корсаглы-Дагмансянградской зоны.

Главные перспективы дальнейшей разведки Сурхандарьинского прогиба связаны с прогнозом крупных газоконденсатных месторождений в глубокозалегающем подсолевом верхнеюрском карбонатном комплексе. Ориентировочная прикидка прогнозных ресурсов подсолевого газа Сурхандарьинского прогиба превышает 1 трлн. м³. В качестве первоочередных объектов подготовки и разведки подсолевых структур называются месторождения и площади Ляльмикар, Кокайты, Учкызыл, Хаудаг, Яилма, Южный Акджар и др. Подсолевое направление ГРП реализуется высокотехнологичной сейсморазведкой 2D-3D, выполняемой компаниями Petronas и ExxonMobil, и последующим оценочным бурением на глубину 6000-7000 м.

Нефтегазоносные бассейны Афганистана

Геолого-геофизические исследования нефтегазоносных земель Северного и Западного Афганистана площадью около 100 тыс. км², разведка и разработка открытых здесь месторождений нефти и газа осуществлялись в 1958-1991 г. г. при полном техническом содействии Советского Союза [по материалам ВНИГНИ, 1978; Браташ и др., 1970; Северный Афганистан..., 1978; Самсонов и др., 1989; Ахмедзянов, 2005]. В крупномасштабный комплекс ГРП входили геологическая и гравимагнитная съёмки, сейсморазведка МОВ, КМПВ, в небольшом объёме – МОГТ, глубокое поисково-разведочное бурение, тематические научно-исследовательские работы. Достигнуты следующие основные результаты реализованного комплекса ГРП:

1. Установлены площади и контуры Амударьинского, Афгано-Таджикского, Калаиморско-Каларинского и Тирпультского нефтегазоносных бассейнов в пределах Северного и Западного Афганистана, перспективных НГБ Гильменд и Кундур (Южный) в Южном Афганистане.

2. Произведено тектоническое и нефтегазогеологическое районирование нефтегазоносных бассейнов Северного и Западного Афганистана, дифференциация территории бассейнов по перспективам нефтегазоносности юрских, меловых и палеогеновых отложений. Получены сведения о продуктивных комплексах и горизонтах юры, мела и палеогена. Выявлены территориальная и глубинная зональности в распределении преимущественно нефтяных и преимущественно газовых месторождений.

3. Обнаружено свыше 450 антиклинальных структур, в разной мере перспективных на газ и нефть. Подготовлено к разведке около 80 структур, около 50 из которых пребывало в

поисково-разведочном бурении. Пробурено более 150 поисково-разведочных скважин. Геологическая изученность нефтегазоперспективных земель сейсморазведкой (преимущественно малоинформативной модификацией МОВ) составляет 0,1 пог. км/км², глубоким поисково-разведочным бурением – 5,7 м/км².

4. В Амударьинском бассейне, в пределах которого были сосредоточены основные объёмы ГРП, открыты и разведаны 6 нефтяных месторождений (Ангот, Акдарья, Кашкари, Базарками, Замрадсай, Алигул) и 8 газовых месторождений с отдельными подсолевыми газоконденсатными залежами и нефтяными оторочками (Етымдаг, Ходжагугердаг, Ходжабулан, Джаркудук, Шакарак, Башикурд, Джума, Джангаликолон). Ещё на 12 площадях во всех бассейнах Северного и Западного Афганистана получены непромышленные притоки и признаки нефти и газа. Так, например, в Тирпульском бассейне Западного Афганистана притоки нефти получены на Ахмадабадской структуре, в пределах которой, по-видимому, открыта залежь нефти в нижнемеловых отложениях.

5. Суммарные начальные запасы нефти на разведанных месторождениях оценены советскими и афганскими геологами в 40,8 млн. т (геологические) и в 12,96 млн. т (извлекаемые). Суммарные начальные запасы газа на разведанных месторождениях составляют 174 млрд. м³.

Перспективные и прогнозные геологические ресурсы нефти, газа и конденсата Северного Афганистана конкретно не оценивались. По приближённым оценкам они примерно в 2-3 раза превышали разведанные запасы (около 100 млн. т нефти и 400-500 млрд. м³ газа), причём преобладающая доля ресурсов нефти и газа привязывалась к надсолевому (нефть) и подсолевому (газ) этажам наименее изученного Верхнеамударьинского бассейна.

В 2002-2006 гг. ГС США по договору с Правительством Афганистана провела исследование потенциальных ресурсов нефти и газа всей территории Афганистана, базирующееся на анализе советско-афганских геолого-геофизических материалов и на собственных дистанционных работах. В последующие годы были начаты полевые исследования [Аверков, 2006].

Геологические ресурсы УВ Афганистана в целом оценены ГС США и афганскими геологами следующим образом: нефть – 3,6 млрд. барр. (490 млн. т); газ – 36,5 трлн. кубофутов (1 трлн. м³).

Геологические ресурсы УВ Северного Афганистана (включая Западный Гератский регион) составляют: нефть – 1,5 млрд. барр. (204 млн. т); газ – 15,6 трлн. кубофутов

(442 млрд. м³).

На территорию Южного Афганистана, включающую регионы Фарах, Гильменд и Катаваз (перспективные бассейны Гильменд и Южный) остаются следующие ресурсы УВ: нефть – 2,1 млрд. барр. (285 млн. т); газ – 20,9 трлн. кубофутов (592 млрд. м³).

В оценке потенциальных ресурсов УВ Северного Афганистана, выполненной в 2006 г., происходит значительное повышение ресурсов нефти. Неясно, насколько обоснована повышенная оценка ресурсов УВ Южного Афганистана относительно таковой по Северному Афганистану.

Заинтересованность в разведке и освоении афганских нефтегазовых ресурсов проявляли и проявляют в настоящее время ряд международных нефтяных компаний. Так, в 2002 г. «Роснефть» заключила с правительством Афганистана Меморандум о сотрудничестве, предлагала направить в Северный Афганистан специалистов для изучения состояния газовых промыслов, комплексов подготовки газа и газопроводов, обещала содействие в поиске геологоразведочной информации по Северному и Западному Афганистану, вывезенной в СССР. Однако по ряду причин «Роснефть» прекратила свою деятельность в Афганистане.

С 1996 г. по настоящее время внимание международного сообщества к Афганистану связано, в основном, с проектом Трансафганского газопровода ТАПИ (Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия). Пока ещё не решённая практическая реализация проекта ТАПИ ускорит разведку и освоение недр Афганистана на газ и нефть (к газопроводу ТАПИ могут быть подключены новые газовые месторождения Афганистана).

В 2009 г. Афганистан объявил тендер на нефтяной блок Кашкари (нефтяные месторождения Кашкари, Ангот и Акдарья) с извлекаемыми ресурсами нефти 64,4 млн. барр. (8,76 млн. т) и прогнозными ресурсами 143,8 млн. барр. (19,48 млн. т) и на газовые блоки Джангаликолон (19 млрд. м³ газа) и Джума-Башикурд (33 млрд. м³). С победителем конкурса предлагалось заключить сервисный контракт на разведку, а если запасы углеводородов окажутся коммерчески выгодными – контракт будет переоформлен на соглашение о разделе продукции. Однако этот тендер, по-видимому, не состоялся.

В 2010 г. правительством Афганистана было объявлено об открытии на севере страны крупного нефтяного месторождения с предполагаемыми ресурсами 1,6 млрд. барр. «на границе провинций Балх и Джаузджан, в области Шиберган совместными исследованиями афганских и иностранных [американских?] геологов». По-видимому, здесь речь шла не об открытии конкретного месторождения, а об оценке ресурсов нефти афганской части

Верхнеамударьинского бассейна. Исследовательские работы по оценке ресурсов УВ этой территории завершены ГС США и афганскими геологами в 2012 г. [Asia Times..., 2012; ExxonMobil приступит..., 2012].

Геологические ресурсы УВ Верхнеамударьинского бассейна по территории Афганистана составили: нефть – 219 млн. т (1,6 млрд. барр.); газ – 444 млрд. м³ (355 млн. т н.э.); конденсат – 70 млн.т. Суммарные геологические ресурсы УВ – 664 млн. т н.э.

В конце 2011 г. правительство Афганистана подписало контракт с китайской CNPC на разработку 5 нефтяных месторождений (Кашкари, Акдарья, Ангот, Базарками, Замрадсай) в провинциях Сарипуль и Фарьяб с суммарными запасами нефти 87 млн. барр. (11,84 млн. т). На начальной стадии проекта CNPC собирается достичь добычи нефти 1,5 млн. барр. в год (200 тыс. т/год) [Компания CNPC..., 2012]. За пределами нефтяного контракта оказалось месторождение Алигул в провинции Бадгис, расположенное вблизи границы с Туркменистаном. В 2012 г. сообщалось, что канадская компания «Terraseiss» обнаружила новое большое (?) месторождение нефти в провинции Фарьяб, также вблизи границы с Туркменистаном [Канадская компания..., 2012]. Пограничные районы Афганистана и Туркменистана являются высокоперспективными на нефть.

В 2012 г. Афганистан провёл тендер на разведку и разработку 6 блоков на севере и западе Афганистана. Западноафганский блок Ахмадабад (1,8 тыс. км²) находится в провинции Герат и принадлежит Тирпультскому ПНГБ, трансграничному с Ираном. Остальные блоки Балх (1,9 тыс. км²), Мазари-Шариф (2,7 тыс. км²), Мухамад Джан Дагар (3,6 тыс. км²), Сандуклы (2,6 тыс. км²), Шамар (2,1 тыс. км²) находятся в пределах Верхнеамударьинского НГБ. Совокупные потенциальные ресурсы жидких УВ этих 6 блоков оцениваются в 200-220 млн. т нефти и 70 млн. т конденсата. Заявки на тендер подали 28 компаний, допущены к тендеру 8 компаний. Тендер проведён в сентябре 2012 г. и предсказуемо выигран американским нефтегазовым гигантом «ExxonMobil». В скором времени Афганистан объявит тендер на разведку и разработку нефтегазовых блоков в Гильмендском ПНГБ и в Южном (Кундурском) ПНГБ, трансграничных с Ираном и Пакистаном.

Юго-Восточный Туркменистан. Амударьинский газонефтеносный бассейн.

Предкопетдагский газонефтеносный бассейн

Юго-Восточный Туркменистан является главным газоносным регионом Туркменистана, охватывает Мургабскую впадину и прилежащие юго-восточные части Предкопетдагского краевого прогиба (Каахкинская и Меанинская депрессии) и

Бахардокского склона (Чанглинская моноклираль). Определяющими структурами Мургабской впадины являются северная Обручевская и южная Сандыкачинская зоны прогибов, обрамляемый ими внутренний Марыйский пояс поднятий (последний содержит наиболее крупные и высокопродуктивные на газ Мары-Иолотанский, Яшларский, Шатлыкский, Андхойский валы и подсолевые карбонатные рифосодержащие платформы), внешние борта Мургабской впадины – северный Учаджинский и южный Бадхыз-Майманинский [Мелихов, Сибирёв, 2003; Мелихов, 2009].

Главной газоносной областью Юго-Восточного Туркменистана является Мургабская газоносная область (ГО), включающая Марыйский пояс поднятий и Сандыкачинскую зону прогибов. Локализованные разведанные ресурсы газа максимально концентрируются здесь в Мары-Иолотанском газоносном районе (ГР) (запасы газа месторождения Галкыныш оценены в 21 трлн. м³) и в Яшларском ГР (запасы газа Яшларского месторождения оцениваются в 1,5 трлн. м³, возможен их рост до 5 трлн. м³). Высокоперспективен Северо-Карабильский ГР, структуры которого вероятно содержат рифовые постройки и крупные газоконденсатные месторождения.

Менее перспективны на газ Учаджинская ГО и Бадхыз-Карабильская ГО. В Учаджинской области повышенная плотность подсолевых локализованных ресурсов газа принадлежит Учаджинскому своду и прилегающей приподнятой части Репетек-Келифской линейной зоны структур. Бадхыз-Карабильская область известна уникальным сложноэкранированным газоконденсатным месторождением Даулетабад-Донмез, начальные запасы газа которого (с учётом новых приращений) достигли 2 трлн. м³. На Бирлешикском и Дервезекемском выступах области обнаружены крупные структурно-стратиграфические газоконденсатные залежи – газ получен из подразмывной части оксфордских карбонатов, запечатанных глинами валанжина.

Слабоизученные Каахкинская и Меанинская депрессии содержат в предгорной полосе две нефтегазоперспективных зоны антиклинальных и дизъюнктивно экранированных объектов – Яшлыкскую (преднадвиг и поднадвиг крупнейшей Гяурсдаг-Зиракевской антиклинали внутреннего борта Предкопетдагского прогиба) и Ходжабуланскую [Жмуд, Мелихов, 2000]. На внешнем борту Каахкинской депрессии выделяется высокопродуктивный на газ Гараджаовлакский погребённый выступ. Запасы его структурно-литологических подсолевых и надсолевых газоконденсатных залежей, «висящих» на южном крыле выступа, оцениваются в 300-400 млрд. м³ и имеют перспективы дальнейшего роста [Мелихов, Сибирёв, 2003; Мелихов, 2009].

В приосевой части Каахкинской депрессии, на погребённом продолжении Шатлыкского вала расположена высокоамплитудная, вероятно рифовая структура Каахка, содержащая до 100 млрд. м³ перспективных ресурсов газа [Жмуд, Мелихов, 2000]. Сам крупнейший Шатлыкский вал при отсутствии рифового резервуара оказался малопродуктивным по подсолевым карбонатным отложениям – в его сводовой части, резко «обеднённой» поровыми коллекторами и характеризующейся слабыми притоками газа в десятки тыс. м³/сут с большим количеством воды, приращено всего лишь 90 млрд. м³ газа. По аналогии с Гараджаовлакским выступом, возможны разрастание поровых коллекторов на южном выположенном неразведанном крыле Шатлыкского вала, наличие структурно-литологической ловушки и локализация здесь до 200 млрд. м³ перспективных газовых ресурсов [Мелихов, Сибирёв, 2003].

В пределах пологой Чанглинской моноклинали Бахардокского склона выделяется ряд довольно крупных погребённых подсолевых поднятий и, в том числе, Ишанбейикская атоллоидная группа, имеющая сейсмические признаки рифов и в палеотектоническом плане продолжающая на северо-запад Мары-Иолотанский вал. При подтверждении рифовых резервуаров здесь, несомненно, будут открыты крупные газоконденсатные месторождения [Мелихов, Сибирёв, 2003; Мелихов, 2009].

При отсутствии классического количественного прогноза газоносности Юго-Восточного Туркменистана, зональное распределение и общую оценку неразведанных локализованных газовых ресурсов региона по надсолевому и подсолевому комплексам в первом приближении можно выяснить посредством интеграции авторских экспертных оценок ресурсов газа месторождений, подготовленных и выявленных структур, продуктивных и перспективных ареалов и зон.

Разведка титон-неокомского надсолевого комплекса Мургабской впадины близка к завершению, поскольку подавляющее число локальных структур региона уже разведано по основному шатлыкскому высокопроницаемому резервуару. Общий потенциал неразведанной газоносности надсолевого этажа оценивается в 300-500 млрд. м³ и принадлежит, в основном, подшатлыкским и надшатлыкским невыдержанным горизонтам средней и слабой проницаемости.

Крупные и средние газовые открытия в надсолевом этаже вероятны в слабоизученной юго-восточной части Предкопетдагского прогиба, в Яшлыкской и Ходжабуланской зонах внутреннего борта (комбинации антиклинальных и дизъюнктивно экранированных ловушек), на Каахкинской и др. структурах. Суммарный потенциал неразведанной

газоносности надсолевого этажа Меанинской и Каахинской депрессий составит не менее 500-700 млрд. м³, а в целом по Юго-Восточному Туркменистану прогнозируется на уровне 800-1200 млрд. м³ (в среднем 1 трлн. м³).

подавляющая часть перспективных и прогнозных локализованных ресурсов газа Юго-Восточного Туркменистана принадлежит подсолевому келловей-оксфордскому карбонатному комплексу, максимальная концентрация газовых ресурсов карбонатного комплекса происходит в зонах развития рифогенных построек. В рифогенных зонах с максимальной концентрацией газовых ресурсов открыты уникальные газоконденсатные месторождения Галкыныш (второе в Мире по запасам газа и первое в Мире среди месторождений с карбонатным коллектором) и Яшлар. Предполагаемый геологической службой Туркменистана рост ресурсов газа Яшлара с 1,5 до 5 трлн. м³ (3,5 трлн. м³) может быть соотнесён только с прогнозными локализованными ресурсами.

По сейсмическим данным распространение биогермов в карбонатном комплексе предполагается в полосе сочленения Южной Иолотани и Западного Яшлара, на структурах юго-восточного продолжения Яшларского вала, на Елчелекском валу и в Северо-Карабильском прогибе, на Ишанбейикской группе поднятий Чанглинского района и в Каахинской депрессии (Гараджаовлакский выступ, поднятие Каахка). Признаки биогермов по керну обнаружены на Учаджинском валу. Рифогенные зоны и поднятия являются первоочередными объектами поисково-разведочных работ на газ в Юго-Восточном Туркменистане.

Суммарная оценка неразведанных локализованных ресурсов газа подсолевого карбонатного комплекса приближённо составляет 7,5 трлн. м³, включая 3,5 трлн. м³ по Яшларскому месторождению. В подсолевом комплексе можно прогнозировать открытие 5-10 новых крупнейших газоконденсатных месторождений с запасами более 100 млрд. м³, десятков крупных и средних месторождений.

Суммируя неразведанные локализованные ресурсы газа подсолевого этажа (7,5 трлн. м³) и надсолевого этажа (1 трлн. м³), получим общую оценку по Юго-Восточному Туркменистану в объёме 8,5 трлн. м³. Не претендуя на большую точность, эта оценка показывает огромный потенциал разведки региона на газ.

Самое значительное газовое открытие для туркменской части Правобережья Амударьи осуществлено в подсолевых карбонатах на давно известном, но не вводившемся в разведку, наиболее крупном поднятии Агайры размерами 35×14 км и высотой 200-300 м. В скв. 21 Оджа, пробуренной в 2011 г китайской CNPC, из нижней, относительно уплотнённой

половины карбонатной толщи получен приток газа дебитом 130 тыс. м³/сут (фильтр 3731-3703 м, 3646-3578 м, штуцер 17 мм). Из верхней органогенной половины карбонатов стабильный среднесуточный приток газа и конденсата составил 1,439 млн. м³ и 36,2 м³. Текущая оценка запасов газа месторождения Оджа (Агайры) достигает 100 млрд. м³ и имеет большие перспективы роста. Предполагается, что крупная структура Агайры объединяет на одном цоколе несколько средних структур – вероятных органогенных банок. После открытия крупнейшего газоконденсатного месторождения Оджа (Агайры) значительно повышаются перспективы газоносности прилегающих крупных поднятий Кувадаг и Керкидаг.

Ввиду практической неизученности бурением среднеюрского глубокопогруженного терригенного комплекса, его прогнозные ресурсы газа не определены. Среднеюрские песчаники при достаточной проницаемости будут промышленно газоносными на крупных поднятиях региона – уникальных крупнейших и крупных месторождениях по карбонатному комплексу. Первый промышленный приток газа из среднеюрского терригенного комплекса получен в Мургабской впадине на поднятии Шахмолла, расположенном вблизи границы с Афганистаном [Мелихов, Сибирёв, 2003]. Здесь при опробовании низов 50-метрового песчаного горизонта в подошве бата получен газ дебитом 150 тыс. м³/сут с большим количеством воды (интервал 5088-5100 м, штуцер 14 мм). Опробование низов верхнеюрского карбонатного комплекса дало лишь слабые притоки газа (3-5 тыс. м³/сут), интенсификация которых не проводилась. Ввиду технического несовершенства сводовой скв. 1 крупное поднятие Шахмолла требует повторного ввода в разведку. Высокоперспективным объектом разведки на верхнюю-среднюю юру является также расположенное к северу от Шахмолла крупное поднятие Ширамкуи, замыкающее Андхойский вал.

При уникальности газовых ресурсов Юго-Восточного Туркменистана локализованные ресурсы его жидких УВ предполагаются относительно небольшими ввиду невысоких значений конденсатности подсолевых газов и ограниченных перспектив нефтеносности глубокопогруженной подсоловой системы [Халылов и др., 1992; Мелихов, 2009]. Из 20,8 млрд. т официально представляемых геологических НСР нефти Туркменистана 12 млрд. т принадлежит туркменскому шельфу Каспия и около 3 млрд. т – суше Юго-Западного Туркменистана (плиоценовый, миоценовый и мезозойский комплексы отложений), составляющим восточную часть Южно-Каспийского мегабассейна. На Амударьинский мегабассейн остаётся таким образом 6 млрд. т геологических НСР нефти, величина которых вызывает сомнение в виду доказанной преимущественной газоносности мегабассейна. Для

Амударьинского НГМБ традиционно рассматриваются не ресурсы нефти, а суммарные ресурсы жидких УВ – нефти и конденсата.

Ранее считалось, что большая часть ресурсов жидких УВ (порядка 4 млрд. т) будет сосредоточена в глубокопогруженной подсолевой системе Мургабской впадины по аналогии с эталонным нефтегазоконденсатным месторождением Кокдумалак, расположенном на северо-восточном борту Амударьинского НГМБ и отличающимся аномально высоким, нехарактерным для региона, содержанием жидких УВ (начальные геологические запасы УВ Кокдумалака: газ – 143 млрд. м³; конденсат – 96,4 млн. т; нефть – 98,7 млн. т). Эта аналогия оказалась ошибочной, новые уникальные открытия Мургабской впадины – месторождения Галкыныш и Яшлар – оказались связаны с газом, отличающимся низким содержанием конденсата. Подсолевых скоплений нефти не обнаружено, межсолевые скопления нефти вместе с газом и рапой (Юж. Иолотань и др.) невелики по объёмам. Суммарные ресурсы подсолевого конденсата Мургабской впадины, вероятно, не будут превышать 1 млрд. т. До 2 млрд. т жидких УВ остаются привязанными к малым и умеренным глубинам (1,5-4 км) бортов Мургабской впадины, территорий Предкопетдагского прогиба (преимущественно центральной части), Бахардокского склона (преимущественно западной части), южного фаса Центрально-Каракумского свода, Калаиморско-Каларинского бассейна.

Одной из зон бортовой части Мургабской впадины, перспективной на открытие небольших нефтяных и газонефтяных месторождений является полоса сочленения Карабильской моноклинали и Майманинского выступа, трансграничная между Туркменистаном и Афганистаном. В афганской её части, в пределах Джигдалекского приразломного вала открыто нефтяное месторождение Алигул, содержащее 3,6 млн. т извлекаемой нефти. Нефть дебитом 2-25 м³/сут. поступала из известняков и песчаников нижнего апта, залегающих на глубине 847-888 м.

Непосредственно к западу от Алигула, в приграничной части Туркменистана К.Н. Кравченко рекомендовал разведку довольно крупного прогнозируемого приразломного поднятия Ходжагирдоб (27×10 км × 100 м) с привязкой к нему 23 млн. т прогнозных извлекаемых ресурсов нефти и 13 млрд. м³ газа [Кравченко, Иванова, 1997]. «Туркменгеологией», осуществившей здесь бурение двух скважин, название объекта было изменено с Хаджагирдоба на Тек-Тек. При опробовании в скв. 1 Тек-Тек высокопроницаемых верхнеготеривских песчаников, несогласно перекрывающих сланцы триаса, получен газ дебитом 542 тыс. м³/сут (интервал опробования 1165-1184 м, штуцер 20 мм, пластовое давление 205 кг/см²). Приток газа зафиксирован также из нижнеаптских

известняков, приток нефти дебитом $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ – из альбских песчаников. Скв. 2, смещённая на 5 км к западу от скв. 1, существенно «провалилась» по глубине от прогнозного уровня и оказалась непродуктивной по базальным верхнеготеривским песчаникам – при опробовании в колонне получено $474 \text{ м}^3/\text{сут}$. воды. Здесь не произведено опробование перспективных по каротажу, но менее проницаемых, барремских и нижнеаптских известняков, альбских песчаников. Возможно скв. 2 попала в опущенный блок поднятия Ходжугирдоб. Вероятность блокового строения поднятия прямо указана в рекомендации [Кравченко, Иванова, 1997], хотя, ввиду крайней недостаточности обосновывающих данных, была принята его исходная пликативная модель.

Скв. 1, 2 не решили задачи оценки нефтегазоносности приразломного поднятия Ходжугирдоб, его разведку с туркменской, а, возможно, и с афганской стороны целесообразно продолжить заложением новых скважин, исходя из следующих соображений.

1. Поднятие Ходжугирдоб не подготавливалось к бурению сейсморазведкой ввиду сложного пересечённого рельефа.

2. Задачи подготовки и разведки поднятия рекомендовалось совокупно решить бурением 15 неглубоких (1200-1500 м) структурно-поисковых скважин [Кравченко, Иванова, 1997], что абсолютно реально и малозатратно при использовании лёгкого мобильного бурстанка. Этими пятнадцатью скважинами рекомендовалось разведать как поднятие Ходжугирдоб, так и расположенное к западу от него предполагаемое поднятие Гельчешме.

3. На структурах Ходжугирдоб и Гельчешме могут быть приращены значительные запасы газа и, что особенно актуально, нефти. Нефтяные оторочки могут быть обнаружены в продуктивных горизонтах верхнего готерива, баррема и нижнего апта, выяснится ценность альбского нефтяного скопления.

К северу от Джигдалекского вала, в направлении от Карабильской моноклинали к Майманинскому выступу намечается ещё несколько воздымающихся субширотных антиклинальных линий (Леккер-Пограничная, Хумлы-Карабаба-Ходжакуль, Дервезекем-Меджитли-Джалаер-Караколь), приподнятые структуры которых высокоперспективны на нефть и подлежат первоочередной разведке как со стороны Туркменистана, так и в пределах Афганистана. В 1965 г. поисковая скв. 1, пробуренная в своде крупной Ходжакульской складки (Афганистан), при глубине 956 м вошла в граниты палеозойского фундамента. Меловой разрез оказался здесь полностью лишённым коллекторов. Таким образом, антиклинальная линия Хумлы-Карабаба-Ходжакуль «закрывается» по восстанию

литологическим экраном, что повышает перспективы нефтегазоносности приграничной, практически неизученной структуры Карабаба.

Значительное нефтегазовое месторождение предполагается в сводовой части Бадхызского выступа, являющегося платформенным продолжением хребта Восточный Копетдаг. На основе палеотектонического анализа здесь прогнозируется крупное погребённое поднятие Дузенкыр площадью до 300-400 км² и высотой 100-150 м [Кравченко и др., 1982]. Прогнозные локализованные ресурсы нижнемеловых отложений Дузенкыра (верхний готерив, баррем, нижний апт) приближённо оцениваются в 100 млрд. м³ газа и в 40 млн. т нефти, не исключается и продуктивность альб-сеноманских отложений. Появление нефтяных скоплений в виде залежей и оторочек ожидается в виду максимального поднятого положения Дузенкырского поднятия на пути восходящей миграции УВ из Мургабской впадины (по аналогии с другими приподнятыми нефтегазовыми объектами Бадхыз-Майманинской области). Пробуренная здесь поисковая скв. 1 оказалась вне сейсмического свода Дузенкырского поднятия и не решила поставленной задачи. Необходимо заложение профиля 3-4 новых скважин глубиной 2000-2100 м, ориентированного вдоль гребня поднятия.

Калаиморско-Каларинский трансграничный газонефтеносный бассейн (Туркменистан, Афганистан)

Калаиморско-Каларинский газонефтеносный бассейна, обычно рассматривается в составе Амударьинского ГНБ, но фактически является самостоятельным. Этот трансграничный между Туркменистаном и Афганистаном бассейн включает Калаиморский, Кайсарский и Каларинский прогибы, Кушкинскую зону поднятий (погруженное продолжение хребта Банди-Туркестан) и ЗП Бандигандао. В пределах Туркменистана наиболее изученными сейсморазведкой, структурным и глубоким бурением является Кушкинская ЗП и Чеменабидский вал, расположенный в осевой зоне Калаиморского прогиба. Афганская часть бассейна исследована незначительно – здесь проведена лишь геологическая съёмка, наметившая ряд структур.

В Калаиморском прогибе и в Кушкинской ЗП регионально газоносными являются песчаники батского и байосского ярусов средней юры (газоконденсатные залежи на месторождениях Моргуновское, Ислим, Тореших, Кулишор, притоки газа на Чеменибиде и в Адылбекской зоне выклинивания). В Кушкинской зоне поднятий обнаружены также единичные мелкие газовые залежи в карбонатных коллекторах нижнего апта и верхнего мела. Суммарные запасы газа всех месторождений рассматриваемой территории, не

превышают, по-видимому, 50 млрд. м³, наиболее крупным месторождением является Торешихское [Одеков, Пашаев, 2001; Мелихов, 2009]. Прогнозные ресурсы газа высокоперспективных средне-нижнеюрских отложений, возможно, достигают 200 млрд. м³.

В трёх скважинах месторождения Тореших из байосского горизонта, названного Бурабай («нефтяной»), вместе с газом и конденсатом получены притоки нефти дебитом до 50 м³/сут. [Одеков и др., 2001], что позволяет предположить здесь нефтяную оторочку с запасами в несколько млн. т. На основании этого первого нефтяного открытия прогнозные геологические ресурсы нефти Кушкинской (Тахта-Базарской) зоны поднятий были супероптимистично оценены в 800 млн. т (газета «Нейтральный Туркменистан» от 15.06.2000 г), хотя реально они на порядок меньше.

В афганской малоизученной части Калаиморско-Каларинского бассейна первостепенный интерес для разведки на газ и нефть представляют структуры афганского сектора Кушкинской ЗП (Манган-Мургаб и др.), поднятие Бандигандао с поверхностными нефтебитумопроявлениями, Кызылбулакская антиклинальная цепь, разграничивающая Калаиморский и Каларинский прогибы.

Северо-Восточный Иран. Предкопетдагский, Кучано-Мешхедский, Тирпультский и Гильмендский бассейны

В Предкопетдагском ГНБ Ирану принадлежит Хангиренский блок поднятий и месторождений, а также южная часть Гяурдаг-Зиракевского блока. На крупнейшем Хангиренском месторождении разведаны две массивные сводовые залежи газа в интервале глубин 3000-3500 м – залежь в песчаниках готерива с запасами 68 млрд. м³ и залежь в известняках оксфорда (свита моздуран) с запасами 294 млрд. м³. Суммарные запасы газа Хангирена первоначально оценивались в 362 млрд. м³ [Справочник по нефтяным..., 1976]. По результатам доразведки и многолетней разработки оценка начальных запасов месторождения значительно возросла. Крупными, вероятно, являются газоконденсатные месторождения Гонбадли (известняки оксфорда) и Серахс (песчаники готерива – иранская часть уникальной «висячей» Донмезской залежи Туркменистана). В 2012 г. в результате сейсморазведки 3D обнаружено новое совместное ирано-туркменское месторождение газа Афшар (Раходж?), где Ираном начато бурение первой разведочной скважины. Площадь иранской части месторождения Афшар составляет примерно 3×3 км². На отдельных площадях Хангиренского и Гяурдаг-Зиракевского блоков проводится сейсморазведка современного уровня и возможны новые открытия.

В 2011 г. в Кучано-Мешхедском межгорном прогибе, вблизи города Мешхед открыто первое газовое месторождение, связанное с известняками оксфорда и имеющее объявленные запасы 63 млрд. м³. Таким образом доказана продуктивность нового Кучано-Мешхедского межгорного газонефтеносного бассейна, имеющего протяжённость 300 км при ширине до 30-40 км. Здесь также проводится сейсморазведка и ожидаются новые открытия.

На иранскую территорию приходится около половины площади Тирпульского перспективного НГБ (порядка 7 тыс. км²) и значительная часть Гильмендского ПНГБ. О каких-либо ГРП на нефть и газ в пределах этих элементов не сообщалось. Тирпульский бассейн, как в Афганистане, так и в Иране, вероятно, обладает повышенными перспективами нефтеносности.

Выводы

На рассматриваемой территории юга Центральной Азии наиболее крупным потенциалом разведанной (более 27 трлн. м³) и неразведанной (8,5 трлн. м³) газоносности обладает Амударьинский мегабассейн в пределах Юго-Восточного Туркменистана. Относительно менее значимым, но также очень крупным представляется здесь потенциал разведки жидких УВ, приближённо оцениваемый в 3 млрд. т. геологических ресурсов, соотносимый с верхнеюрскими подсолевыми конденсатами и (в меньшей мере) с межсолевыми нефтями погруженной части Мургабской впадины, с юрско-меловыми нефтями и конденсатами Бадхыз-Майманинского борта Мургабской впадины, Предкопетдагского и Калаиморско-Каларинского прогибов, Бахардокского склона. Повышенные перспективы нефтеносности связываются, в частности, с пограничными районами Туркменистана и Афганистана, отдельные объекты которых рекомендуются к разведке.

Вторым по нефтегазовому потенциалу бассейном юга Центральной Азии является Верхнеамударьинский, охватывающий сопоставимые по площади сопредельные части Таджикистана, Узбекистана и Афганистана. По приближённым оценкам Верхнеамударьинский НГБ содержит до 3-3,5 трлн. м³ газа в глубокопогруженной подсолевой карбонатной формации верхней юры и до 500-600 млн. т геологических ресурсов жидких УВ – нефти в надсолевом мел-палеогеновом этаже, конденсата в подсолевом этаже. В случае повышенной конденсатности газов, ресурсы жидких УВ бассейна могут возрасти до 700-800 млн. т. Аномально высокая оценка ресурсов УВ, осуществлённая в конце 2012 г. компанией «Tethys Petroleum» по таджикской части Верхнеамударьинского бассейна (газ – 3228 млрд. м³, нефть и конденсат – 1156 млн. т) требует фактического подтверждения.

На северо-востоке Ирана открыт новый Кучано-Мешхедский НГБ, приуроченный к узкому межгорному прогибу. Открытие здесь крупного газового месторождения повышает перспективы разведки прилежащих Тирпильского (Иран, Афганистан) и Сорхабского (Иран) межгорных бассейнов.

Литература

Абдуллаев Г.С., Нурматов М.Р. Создание сырьевой базы углеводородов на долгосрочную перспективу. Инновации в области геологоразведочных работ // Узбекский журнал нефти и газа. Специальный выпуск к 20-летию НХК "Узбекнефтегаз". – 2012. – С. 16-22.

Абидов А.А. Нефтегазоносность литосферных плит Мира. – Ташкент: изд-во «Фан». – 2009. – 627 с.

Абидов А.А., Убайходжаев Т.И., Абдысадыков А.А., Юлдашев Ж.Ю. Перспективы нефтегазоносности Сурхандарьинского синклинория // Геология нефти и газа. – 1987. – № 7. – С. 20-22.

Аверков В. Теперь дорога открыта крупным нефтяным компаниям // Информационный портал "Афганистан.Ру" [Электронный ресурс] – <http://www.afghanistan.ru/doc/5421.html/> (дата публикации 28.03.2006).

Амурский Г.И., Жабрев И.П., Гончаров В.С., Гончаров Э.С., Иванова В.А., Ледовская Г.И., Кузьмук Л.Г., Соколов В.Я., Соловьёв Н.Н. Геологические предпосылки перспектив газоносности Восточной Туркмении. – М.: Недра. – 1976. – 392 с.

Asia Times: В Таджикистане найдены крупные запасы нефти и газа // Информационно-аналитический портал «Нефть России». – [Электронный ресурс] – <http://www.oilru.com/news/330866/> (дата публикации 10.08.2012).

Афгано-Таджикская и Мургабская впадины. Структурная карта кровли палеоценовых отложений на упрощённой геологической основе / Мелихов В.Н. – М-б 1:500 000. – СПб.: ВСЕГЕИ. – 2007.

Ахмедзянов И.Ф. Углеводородные запасы Афганистана // Информационный портал "Афганистан.Ру". – [Электронный ресурс] – <http://www.afghanistan.ru/> (дата публикации 23.06.2005).

Браташ В.И., Егунов С.В., Печников В.В., Шеломенцев А.И. Геология и нефтегазоносность севера Афганистана. – Недра. – 1970. – 288 с.

В Афганистане обнаружено крупное месторождение нефти с запасами в 1,8 млрд. бар. // "RusEnergy.com". – [Электронный ресурс] – <http://www.rusenergy.com/ru/> (дата публикации 16.08.2010).

Гулев В.Л. Геологоразведочные работы на нефтегазоносных площадях Южного Таджикистана // Горный журнал. – 2009. – № 8. – С. 21-22.

Давыдов А.Н. Характер сочленения южной окраины Туранской плиты, Северо-Афганской платформы и обрамляющих складчатых сооружений с позиций тектоники литосферных плит // Нефть и газ Туркменистана. – 1997. – №3. – С. 11-16.

Емельянов В. Афганистан: краткий справочник для нефтегазового инвестора // Информационно-аналитический портал «Нефть России». – [Электронный ресурс] – <http://www.oilru.com/dossier/read/110/> (дата публикации 07.11.2012).

Жмуд М.С., Мелихов В.Н. Обновлённая концепция региональной структуры и нефтегазоносности Предкопетдагского прогиба // Нефть и газ Туркменистана. – 2000. – № 2. – С. 10-28.

Канадская компания обнаружила большое месторождение нефти на северо-западе Афганистана // Информационно-аналитический портал «Нефть России». – [Электронный ресурс] – <http://www.oilru.com/news/343645/> (дата публикации 26.10.2012).

Карта нефтегазогеологического, тектонического районирования, локальных поднятий и месторождений Средней Азии и Южного Казахстана / Ред. Клещев К.А., отв. исполнители Кравченко К.Н., Чернобров Б.С. – М-б 1:1000 000. – М.: ВНИГНИ. - 1989.

Компания CNPC приступила к разработке нефтяного месторождения в Афганистане // Информационный портал "Афганистан.Ру". - [Электронный ресурс] - <http://www.afghanistan.ru/doc/53194.html> (дата публикации 25.10.2012).

Кравченко К.Н., Иванова О.В. Перспективы поисков нефти и газа на площади Ходжагугирдоб (Майманинская ступень) // Нефть и газ Туркменистана. – 1997. - № 3. - С. 30-58.

Кравченко К.Н., Кошелев Н.И., Полканова И.Н., Смирнов Л.Н., Давыдов А.Н., Ходжакулиев Я.А., Хуснутдинов З.Б. Дузенкырская структура – перспективный объект для поисков газа и нефти в нижнемеловых отложениях Бадхызского выступа // Геология нефти и газа. – 1982. - № 7. - С. 14-19.

Крылов Н.А., Кучеря М.С. Плей-анализ на примере Афгано-Таджикской впадины // Геология нефти и газа. – 2008. - № 4. - С. 24-29.

Мелихов В.Н. Продуктивность и потенциал газонефтеносности Амударьинского мегабассейна // Геология нефти и газа. – 2009. - № 5. - С. 10-18.

Мелихов В.Н., Сибирев В.С. Рекомендации по направлениям геологоразведочных работ в Восточном Туркменистане на 2004 г и на перспективу до 2010 г. // Нефть и газ Туркменистана. – 2003. - № 2. - С. 5-33.

Самсонов Ю.В., Илюхин Л.Н., Насер М., Садфари Н., Ахмад Шах. Закономерности пространственного размещения скоплений нефти и газа в мезозойских отложениях Северного Афганистана. – М.: МИНГ им И.М.Губкина. – 1989. - 133 с.

Северный Афганистан. Карта основных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ / Иванов С.Д., Дидура В.И., Гейман Б.М., Вонгаз Л.Б., Кошелев Н.И., Лупаносов В.П., Печников В.В., Самоснов Ф.П. – М-б 1:1000 000. – М.:ВНИГНИ. - 1978.

Соловьев Н.Н., Кузьминов В.А., Салина Л.С. Перспективы поисков скоплений газа в южных районах Туранской плиты // Геология нефти и газа. – 1996. - № 9. - С. 17-23.

Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Книга вторая. / Под ред. И.В. Высоцкого. - М.: Недра. – 1976. – 584 с.

Одеков О.А., Пашаев М.С. Геологическое строение и нефтегазоносность Кушкинской зоны поднятий и методика проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ // Нефть и газ Туркменистана. – 2001. - № 4. - С. 3-17.

Одеков О.А., Курганская Э.В., Атагельдыев А.Б., Реджепмурадов С. Обоснование перспектив нефтегазоносности ниже- среднеюрских отложений Тахтабазарской зоны на основе геохимических исследований // Нефть и газ Туркменистана. – 2001. - № 3. - С. 3-21.

Прогнозно-минерагеническая карта на углеводородное сырьё Содружества Независимых Государств и сопредельных территорий. – М-б 1:5000 000. - ВСЕГЕИ, ВНИГНИ, институты СНГ. - 2012.

Халылов М., Амурский Г.И., Соловьев Н.Н., Тимонин А.Н. Обоснование перспектив нефтеносности и разработка рекомендаций на проведение ГРП на жидкие УВ на территории деятельности ГК "Туркменгаз". – Ашхабад: госконцерн "Туркменгаз". – 1992. - 62 с.

ЕххонMobil приступит к разработке нефтяных месторождений на севере Афганистана // Информационный портал "Афганистан.Ру" [Электронный ресурс] - <http://www.afghanistan.ru/> (дата публикации 09.07.2012).

Melikhov V.N.

A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI), Saint Petersburg, Russia, vsegei@vsegei.ru

**RESOURCE POTENTIAL AND EXPLORATION PROSPECTS
OF CROSS-BORDER OIL AND GAS BASINS OF SOUTHEASTERN TURKMENISTAN,
SOUTHERN UZBEKISTAN AND TAJIKISTAN,
NORTHERN AFGHANISTAN AND NORTHEASTERN IRAN**

The evaluation of gas and oil resources was carried out. The assessment of exploration prospects of cross-border oil and gas basins of south-eastern Turkmenistan and neighboring regions of Uzbekistan, Tajikistan, Afghanistan and Iran is presented. The oil exploration of the south of Murghab Depression is proposed.

Key words: oil and gas basin, oil and gas resources, field, exploration prospects, south of the Central Asia.

References

Abdullaev G.S., Nurmatov M.R. *Sozdanie syr'evoy bazy uglevodorodov na dolgosrochnuyu perspektivu. Innovatsii v oblasti geologorazvedochnykh rabot* [Creating a hydrocarbon resource base for the long term. Innovations in the field of exploration]. *Uzbekskiy zhurnal nefti i gaza*. Special edition for 20th anniversary of "Uzbekneftegaz", 2012, p. 16-22.

Abidov A.A. *Neftegazonosnost' litosfernykh plit Mira* [Oil and gas potential of the world lithospheric plates]. Tashkent: Publishing Office «Fan», 2009, 627 p.

Abidov A.A., Ubaykhodzhaev T.I., Abdysadykov A.A., Yuldashev Zh.Yu. *Perspektivy neftegazonosnosti Surkhandar'inskogo sinklinoriya* [Oil and gas potential of Surkhandarya synclitorium] *Geologiya nefti i gaza*, 1987, no. 7, p. 20-22.

Afgano-Tadzhikskaya i Murgabskaya vpadiny. Strukturnaya karta krovli paleotsenovykh otlozheniy na uproshchennoy geologicheskoy osnove [Afghan-Tajik and Murghab Depressions. Structural map of the roof of the Paleocene deposits on the simplified geological basis]. Melikhov V.N. Scale 1:500 000. Saint Petersburg: VSEGEI, 2007.

Akhmedzyanov I.F. *Uglevodorodnye zapasy Afganistana* [Hydrocarbon reserves in Afghanistan]. Available at: <http://www.afghanistan.ru/> (23rd Jun 2005).

Amurskiy G.I., Zhabrev I.P., Goncharov V.S., Goncharov E.S., Ivanova V.A., Ledovskaya G.I., Kuz'muk L.G., Sokolov V.Ya., Solov'ev N.N. *Geologicheskie predposylki perspektiv gazonosnosti Vostochnoy Turkmenii* [Geological background of gas bearing prospects of Eastern Turkmenistan]. Moscow: Publishing Office "Nedra", 1976, 392 p.

Asia Times: V Tadjikistane naydeny krupnye zapasy nefti i gaza [Asia Times: large of oil and gas reserves were found in Tajikistan]. Available at: <http://www.oilru.com/news/330866/> (10th Aug 2012).

Averkov V. *Teper' doroga otkryta krupnym neftyanyim kompaniyam* [Now the road is open for the major oil companies]. Available at: <http://www.afghanistan.ru/doc/5421.html/> (28th Mar 2006).

Bratash V.I., Egupov S.V., Pechnikov V.V., Shelomentsev A.I. *Geologiya i neftegazonosnost' severa Afganistana* [Geology and petroleum potential of northern Afghanistan]. Publishing Office "Nedra", 1970, 288 p.

Davydov A.N. *Kharakter sochleneniya yuzhnoy okrainy Turanskoy plity, Severo-Afganskoy platformy i obramlyayushchikh skladchatykh sooruzheniy s pozitsiy tektoniki litosfernykh plit* [The nature of the junction of southern margin of the Turan plate, the North Afghan platform and framing folded structures from the point of plate tectonics]. *Neft' i gaz Turkmenistana*, 1997, no. 3, p. 11-16.

Emel'yanov V. *Afganistan: kratkiy spravochnik dlya neftegazovogo investora* [Afghanistan: a brief guide for oil and gas investor]. Available at: <http://www.oilru.com/dossier/read/110/> (7th Nov 2012).

ExxonMobil pristupit k razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy na severe Afganistana [ExxonMobil will begin to develop oil fields in northern Afghanistan]. Available at: <http://www.afghanistan.ru/> (9th Jul 2012).

Gulev V.L. *Geologorazvedochnye raboty na neftegazonosnykh ploshchadyakh Yuzhnogo Tadzhikistana* [Exploration in the oil and gas areas of Southern Tajikistan]. *Gornyy zhurnal*, 2009, no. 8, p. 21-22.

Kanadskaya kompaniya obnaruzhila bol'shoe mestorozhdenie nefti na severo-zapade Afganistana [Canadian company discovered a large oil field in northwest Afghanistan]. Available at: <http://www.oilru.com/news/343645/> (26th Oct 2012).

Karta neftegazogeologicheskogo, tektonicheskogo rayonirovaniya, lokal'nykh podnyatiy i mestorozhdeniy Sredney Azii i Yuzhnogo Kazakhstana [Map of oil-gas-geological, tectonic zonation, local uplifts and deposits of Central Asia and Southern Kazakhstan]. Edited by Kleshchev K.A., performed by Kravchenko K.N., Chernobrov B.S. Scale 1:1000000. Moscow: VNIGNI, 1989.

Khalylov M., Amurskiy G.I., Solov'ev N.N., Timonin A.N. *Obosnovanie perspektiv neftenosnosti i razrabotka rekomendatsiy na provedenie GRR na zhidkie UV na territorii deyatel'nosti GK "Turkmengaz"* [Substantiation of oil-bearing prospects and recommendations for liquid hydrocarbons exploration of the "Turkmengaz"]. Ashkhabad: "Turkmengaz", 1992, 62 p.

Kompaniya CNPC pristupila k razrabotke neftyanogo mestorozhdeniya v Afganistane [The company CNPC has begun to develop oil field in Afghanistan]. Available at: <http://www.afghanistan.ru/doc/53194.html> (25th Oct 2012).

Kravchenko K.N., Ivanova O.V. *Perspektivy poiskov nefti i gaza na ploshchadi Khodzhaugirdob (Maymaninskaya stupen')* [Prospects for oil and gas prospecting in the Hodzhagugirdob area (Maymanin stage)]. *Neft' i gaz Turkmenistana*, 1997, no. 3, p. 30-58.

Kravchenko K.N., Koshelev N.I., Polkanova I.N., Smirnov L.N., Davydov A.N., Khodzhakuliev Ya.A., Khusnutdinov Z.B. *Duzenkyrskaya struktura – perspektivnyy ob'ekt dlya poiskov gaza i nefti v nizhnemelovykh otlozheniyakh Badkhyzskogo vystupa* [Duzenkyrsk structure - promising object for oil and gas prospecting in the Lower Cretaceous sediments of Badkhyz ledge]. *Geologiya nefti i gaza*, 1982, no. 7, p. 14-19.

Krylov N.A., Kucherya M.S. *Pley-analiz na primere Afgano-Tadzhikskoy vpadiny* [Play-analysis on the example of the Afghan-Tajik basin]. *Geologiya nefti i gaza*, 2008, no. 4, p. 24-29.

Melikhov V.N. *Produktivnost' i potentsial gazoneftenosnosti Amudar'inskogo megabasseyna* [Productivity and gas and oil potential of Amudarya megabasin]. *Geologiya nefti i gaza*, 2009, no. 5, p. 10-18.

Melikhov V.N., Sibirev V.I.S. *Rekomendatsii po napravleniyam geologorazvedochnykh rabot v Vostochnom Turkmenistane na 2004 g i na perspektivu do 2010 g.* [Recommendations for areas of exploration in eastern Turkmenistan for 2004 and up to 2010]. *Neft' i gaz Turkmenistana*, 2003, no. 2, p. 5-33.

Odekov O.A., Kurganskaya E.V., Atagel'dyev A.B., Redzhepmuradov S. *Obosnovanie perspektiv neftegazonosnosti nizhne- sredneyurskikh otlozheniy Takhtabazarskoy zony na osnove geokhimicheskikh issledovaniy* [Substantiation of petroleum potential prospects of the Lower and Middle Jurassic deposits of Takhtabazar zone based on geochemical studies]. *Neft' i gaz Turkmenistana*, 2001, no. 3, p. 3-21.

Odekov O.A., Pashaev M.S. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' Kushkinskoy zony podnyatiy i metodika provedeniya poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz* [Geology and petroleum potential of Kushka uplift zone and methodology for oil and gas exploration]. *Neft' i gaz Turkmenistana*, 2001, no. 4, p. 3-17.

Prognozno-mineragenicheskaya karta na uglevodorodnoe syr'e Sodruzhestva Nezavisimyykh Gosudarstv i sopredel'nykh territoriy [Forecast-minerogenic map of hydrocarbons of Commonwealth of Independent States and adjacent areas]. Scale 1:5000 000. VSEGEI, VNIGNI, CIS institutes, 2012.

Samsonov Yu.V., Ilyukhin L.N., Naser M., Sadfari N., Akhmad Shakh. *Zakonomernosti prostranstvennogo razmeshcheniya skopleniy nefi i gaza v mezozoyskikh otlozheniyakh Severnogo Afganistana* [Patterns of spatial distribution of oil and gas accumulations in the Mesozoic deposits in Northern Afghanistan]. Moscow: Moscow Institute of Oil and Gas named after I.M. Gubkin, 1989, 133 p.

Severnyy Afganistan. Karta osnovnykh napravleniy geologorazvedochnykh rabot na nefi' i gaz [Northern Afghanistan. Map of the main areas of oil and gas exploration]. Ivanov S.D., Didura V.I., Geyman B.M., Vongaz L.B., Koshelev N.I., Lupanosov V.P., Pechnikov V.V., Samosnov F.P. Scale 1:1000 000. Moscow: VNIGNI, 1978.

Solov'ev N.N., Kuz'minov V.A., Salina L.S. *Perspektivy poiskov skopleniy gaza v yuzhnykh rayonakh Turanskoy plity* [Prospects of searching for gas accumulations in southern Turan plate]. *Geologiya nefi i gaza*, 1996, no. 9, p. 17-23.

Spravochnik po neftyanym i gazovym mestorozhdeniyam zarubezhnykh stran. [Handbook of oil and gas fields abroad]. Book 2. Edited by I.V. Vysotskiy. Moscow: Publishing Office "Nedra", 1976, 584 p.

V Afganistane obnaruzheno krupnoe mestorozhdenie nefi s zapasami v 1,8 mlrd. bar. [Large oil field with reserves of 1.8 billion barrels discovered in Afghanistan]. Available at: <http://www.rusenergy.com/ru/> (16th Aug 2010).

Zhmud M.S., Melikhov V.N. *Obnovlennaya kontsepsiya regional'noy struktury i neftegazonosnosti Predkopetdagskogo progiba* [The updated concept of the regional structure and petroleum potential of Predkopetdagsky trough]. *Nefi' i gaz Turkmenistana*, 2000, no. 2, p. 10-28.