

УДК 553.04:553.981:553.982

Ю.И. Заболотная, Н.А. Крылов, А.Я. Гризик, Е.В. Юдина, Н.Г. Иванова

Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородов и прогноз экспортного потенциала стран ближнего зарубежья (Туркменистана, Казахстана, Узбекистана)

Для принятия принципиальных управленческих решений ОАО «Газпром» необходима оценка современного состояния и прогноз развития минерально-сырьевой базы (МСБ) стран ближнего зарубежья, их экспортных возможностей и потребностей импорта на перспективу.

Прогноз развития МСБ этих стран осложняется целым рядом факторов (рис. 1). В Туркмении открыты новые крупные месторождения углеводородов, но информация относительно их запасов противоречива, а маршруты и объемы экспортных поставок не уточнены. В Казахстане важным источником экспорта будет попутный нефтяной газ, экспортные маршруты которого также не установлены. Узбекистан невысокими темпами, но наращивает добычу и экспорт, однако МСБ газодобычи в этой стране сильно истощена.

В условиях закрытости документальной информации о состоянии текущих запасов газа и конкретных результатах поисково-разведочных работ (ПРР) дать достоверную картину состояния и развития МСБ газодобычи в ряде стран ближнего зарубежья затруднительно. Несмотря на отсутствие достоверной информации, специалисты ООО «Газпром ВНИИГАЗ» успешно решают эту задачу, осуществляя мониторинг состояния МСБ газа этих стран на основе базовых данных [1, 2], а также экспертного анализа различных публикаций (данных международных аудитов, материалов конференций и других источников) [3–9].

Ключевые слова:

начальные суммарные ресурсы, запасы углеводородов, природный газ, нефть, годовой уровень добычи, экспортный потенциал, импортные потребности, ближнее зарубежье.

Keywords:

initial total resources, hydrocarbon reserves, natural gas, oil, annual production, export potential, import requirements, neighboring countries.



Рис. 1. Обзорная схема стран ближнего зарубежья

Для прогноза годовых уровней добычи, объемов экспорта и импорта на перспективу авторы настоящей статьи пользовались пятилетними периодами развития МСБ.

Туркменистан

По официальной оценке Министерства нефти и газа Туркменистана, начальные суммарные ресурсы (НСР) углеводородов (УВ) республики, включая туркменский сектор Каспийского моря, оценены в объеме 45,4 млрд т у.т., в том числе нефти – 20,8 млрд т, газа – 24,6 трлн м³. Ресурсы туркменского шельфа Каспийского моря оценены в 18,2 млрд т у.т.

В соответствии с проведенной ООО «Газпром ВНИИГАЗ» экспертной оценкой НСР газа Туркменистана к началу 2010 г. составили 24,6 трлн м³ (рис. 2).

В Туркменистане открыто свыше 180 месторождений УВ, около 120 из которых являются газовыми и газоконденсатными. Выявлено более 1000 перспективных на нефть и газ объектов. Можно выделить несколько крупных районов концентрации запасов и ресурсов природного газа (с востока на запад): Багтыярлыкский, Малай-Учаджинский, Марыйский, Карабиль-Бадхызский (месторождение Довлетабад-Донмез), Ачакский, Центральнo-Туркменский, Западно-Туркменский, а также шельф Каспийского моря.

В Марыйском районе сосредоточены наибольшие запасы природного газа. Кроме практически выработанного месторождения Шатлык здесь в последние годы открыты новые крупные месторождения – Южная Иолотань – Осман, Большой Яшлар, Большой Гараджаовлак, а также выявлен ряд высокоперспективных структур.

Месторождение Южная Иолотань – Осман расположено в 50 км к юго-востоку от г. Мары и в 70 км к северо-востоку от уникального газового месторождения Довлетабад-Донмез, в юго-восточной части Мары-Серахской зоны дислокаций Мургабской впадины Амударьинского нефтегазоносного бассейна. Открыто в 2003 г.

Месторождение приурочено к двум структурам: Южная Иолотань и Осман, находящимся на расстоянии 40 км друг от друга. На первой из них приток газа (более 1,2 млн м³/сут) был получен в 2003 г., а приток нефти – в 2005 г. (скв. 12). В последующих нескольких разведочных скважинах из верхнеюрских отложений были получены притоки газа дебитом 1,2÷1,3 млн м³/сут. На структуре Осман в начале 2008 г. из того же стратиграфического интервала разреза был получен приток газа дебитом 5 млн м³/сут.

Пробуренные в седловине между структурами Южная Иолотань и Осман две разведочные скважины при опробовании в июне 2009 г. дали притоки газа более 1 млн м³/сут из карбонатных отложений оксфордского яруса верхней юры. Эти данные позволили предположить, что залежи газа на обеих структурах являются частями единого гигантского месторождения общей площадью около 2000 км² (рис. 3).

Природный резервуар образован карбонатным коллектором, покрывкой служит соляно-ангидритовая толща гаурдакской свиты. Коллектор на структуре Южная Иолотань – Осман представлен отложениями кугитангской свиты (известняки доломитизированные, местами органогенные, иногда переходящие в мергели) и байгушлинской свиты (известняки комковатые, пелитоморфные, доломитизированные, иногда коралловые).

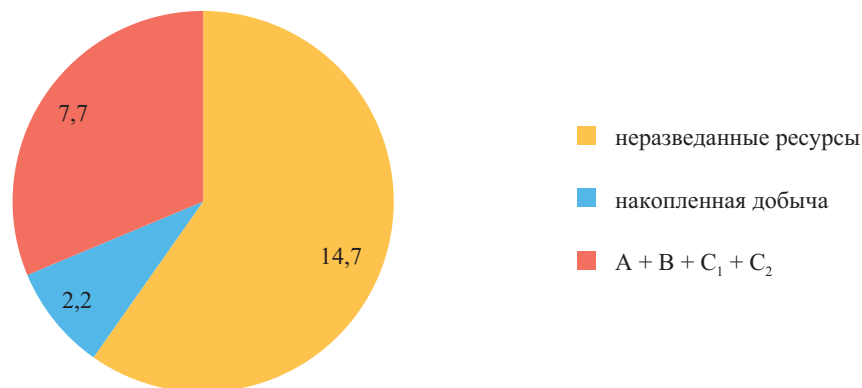


Рис. 2. Структура начальных суммарных ресурсов газа Туркменистана по состоянию на 01.01.2010 г., трлн м³

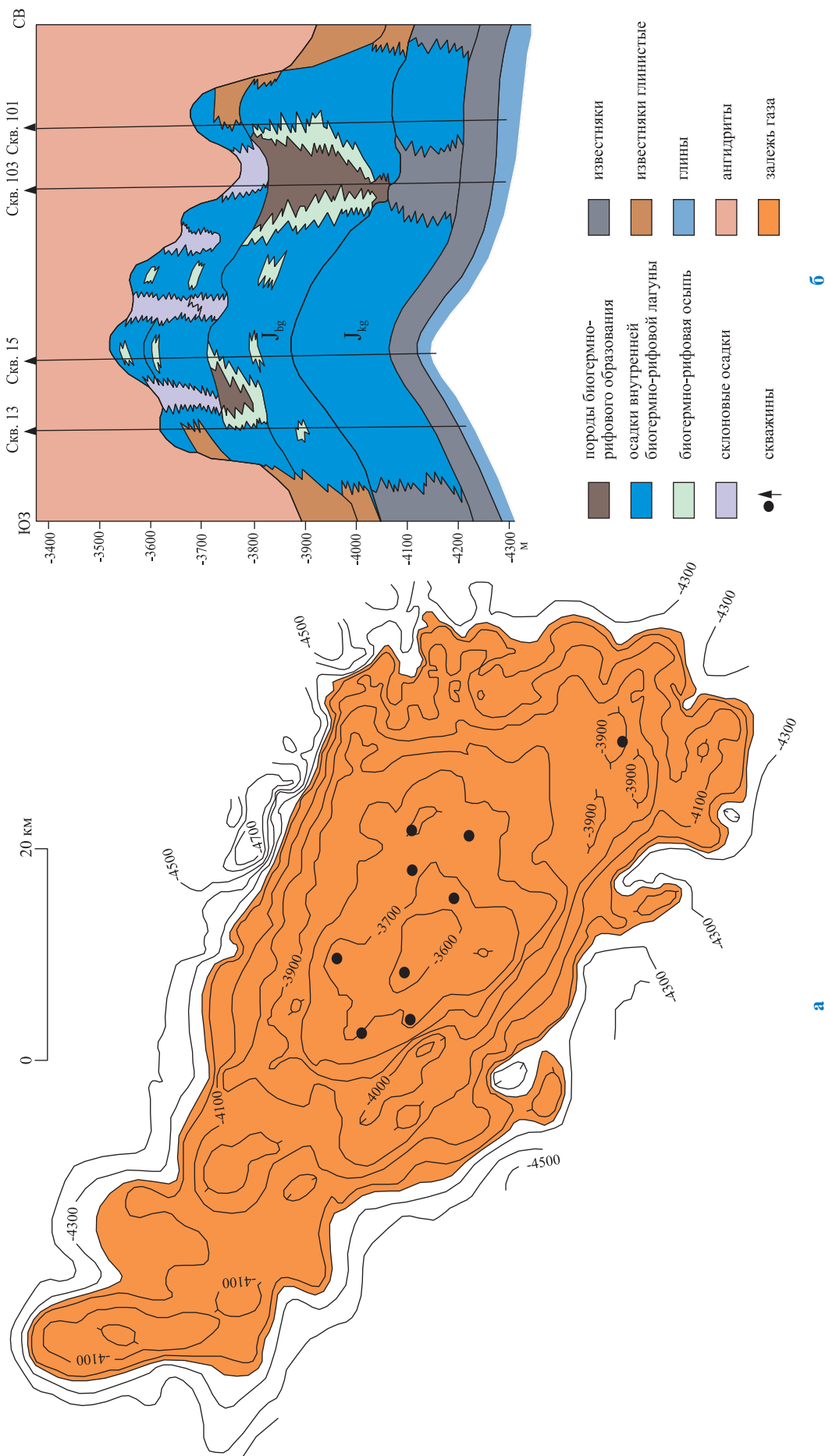


Рис. 3. Месторождение Южная Иолотань – Осман (по данным ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», 2009 г.):

а – структурная карта по кровле верхнеюрского продуктивного комплекса;

б – схематический разрез верхнеюрского продуктивного комплекса (J_{bg} – J_{kg})

Структура известняков и морфология кровли резервуара позволяют считать, что вскрытые скважинами коллекторы связаны с биогермнорифовыми отложениями, формирующими органогенные постройки оксфордского возраста. Поисковые и разведочные скважины были заложены на вершины биогермов. Карбонатный оксфордский резервуар в целом включает не только рифовую, но и другие фации (видимо, лагунную, предрифовую (толщи компенсации) и др.), которые не вскрыты скважинами.

Кровля продуктивной толщи вскрыта на глубине около 3900 м. Открытая пористость известняков кугитангской свиты – 1,1÷13,9 %, байгушлинской свиты – 0,9÷19,8 % с преобладанием значений 5÷9 %. Мощность газонасыщенной части коллектора превышает 500 м.

Доступная в настоящее время информация о ресурсах газа месторождения Южная Иолотань – Осман лишена фактического обоснования. Согласно заключению аудиторской компании Gaffney, Cline & Associates (Великобритания, 2008 г.), ресурсы газа месторождения составляют по минимальной оценке – 4 трлн м³, по оптимальной – 6 трлн м³, по максимальной – 14 трлн м³.

За время, прошедшее с момента проведения независимого аудита, ГК «Туркменгеология» провела на месторождениях Южная Иолотань – Осман и Минара дополнительные 3D сейсмо-разведочные работы и пробурила ряд новых глубоких скважин. Это позволило туркменским геологам в 2010 г. переоценить запасы месторождений: запасы категории C₁ – 9,985 трлн м³, категории C₂ – 11,055 трлн м³, что в сумме составляет более 21 трлн м³. К сожалению, доказательных расчетов этих запасов не приводилось (площадь залежи, мощность продуктивной толщи, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов и т.д.).

В 2011 г. представители международной аудиторской компании Gaffney, Cline & Associates провели в г. Ашхабаде презентацию итогов второго этапа независимого аудита запасов крупнейших газовых месторождений Туркменистана (Южная Иолотань – Осман, Минара и Яшлар). По результатам аудита геологические запасы газа в зоне упомянутых газовых месторождений оценены в 26,2 трлн м³. При этом представителями аудиторов было отмечено, что эти данные могут измениться в сторону увеличения, так как до настоящего времени пределы север-западной, юго-восточной и

западной границ уникального месторождения Южная Иолотань – Осман еще не определены.

В связи с открытием на территории Туркменистана сверхгигантской зоны газовых месторождений и в целях объединения месторождений Южная Иолотань – Осман, Минара и прилегающих к ним в единую систему указанные месторождения в соответствии с постановлением Президента Туркменистана от 18 ноября 2011 г. именуется газовым месторождением Галкыныш.

В 2009 г. специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была сделана попытка самостоятельной оценки ресурсов месторождения Южная Иолотань – Осман по скудным геологическим данным, которая составила 3 трлн м³. Эта цифра может рассматриваться как минимальный гарантированный объем газа по месторождению. К завышенным оценкам ресурсов (26,2 трлн м³), озвученным в 2011 г., необходимо относиться с осторожностью, которая обусловлена следующими факторами: неоднородностью природного резервуара, в том числе объемным соотношением рифовых и нерифовых фаций, возможной расслоенностью продуктивной части разреза по вертикали. Верхнеюрский карбонатный резервуар включает как минимум три типа коллекторов: рифовые, известняки-рухляки и плотные слоистые известняки, обладающие наихудшими ФЕС. Разведочные скважины бурились пока только на биогермы (риффы) (рис. 4). Продолжающееся разведочное бурение позволит уточнить истинные запасы месторождения. На начало 2009 г. на месторождении завершено строительством 10 скважин, в бурении находилось еще 6.

В настоящее время ускоренными темпами продолжаются геологоразведочные работы и начато освоение месторождения Южная Иолотань – Осман для ввода его в эксплуатацию и доведения уже на первом этапе объема добычи товарного газа до 40 млрд м³/год. Опытнo-промышленную эксплуатацию месторождения планируется начать до завершения разведочных работ. Освоение месторождения будут проводить компании Gulf Oil & Gas (бурение эксплуатационных скважин) и Petrofac (комплекс по сероочистке газа) из ОАЭ, китайская компания CNPC (объекты для добычи газа) и южнокорейский консорциум LG Hyundai (комплекс по сероочистке газа) [5, 6].

Доразведка и промышленное освоение месторождения Южная Иолотань – Осман потре-

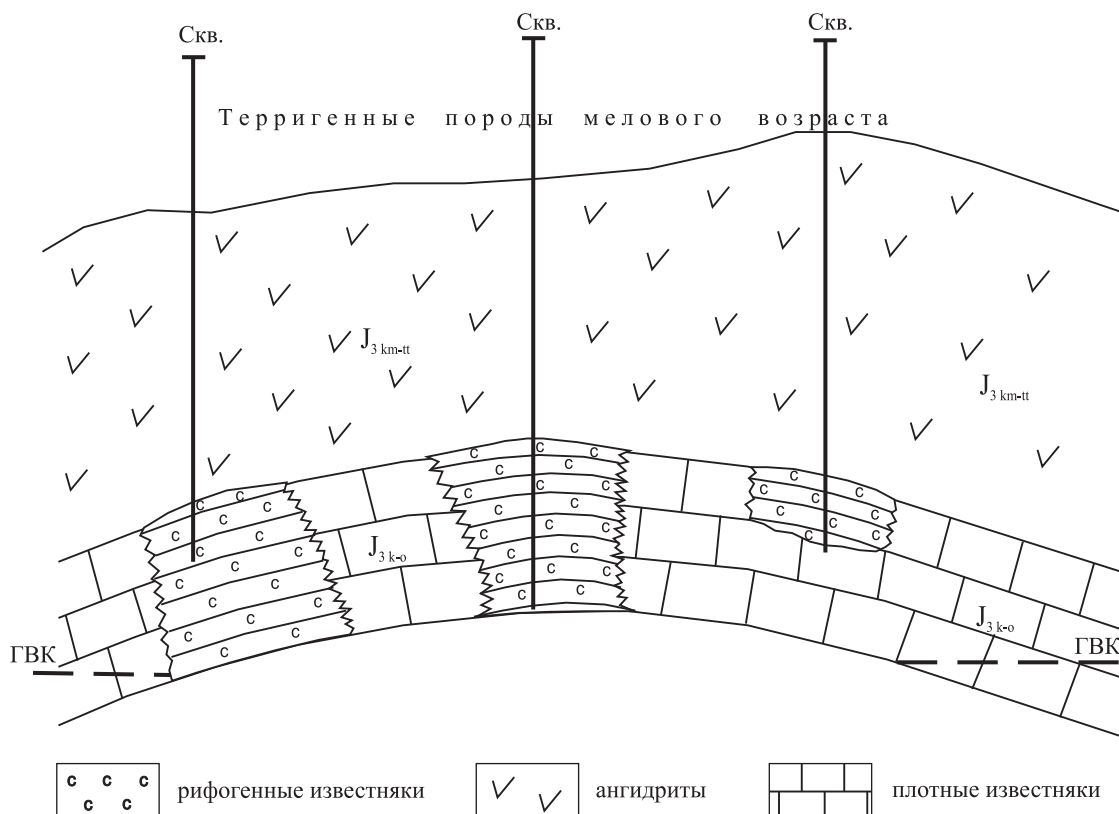


Рис. 4. Схематический профиль месторождения Южная Иолотань – Осман (ГВК – газоводяной контакт)

буют бурения глубоких (4,5÷5 км) скважин в сложных горно-геологических условиях (аномально высокое пластовое давление (АВПД) и рапопроявления); строительства мощных (крупнее Астраханского и Оренбургского газохимических комплексов) сероочистных и газоперерабатывающих комплексов; решения вопросов хранения и утилизации значительного объема серы; антикоррозионного исполнения скважинного и промыслового оборудования; реализации комплекса мероприятий по защите окружающей среды.

Экспертная оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ» показала, что в целом доразведка и освоение месторождения Южная Иолотань – Осман потребует около 15 млрд долл.

Освоение месторождения представляет определенные финансовые и технологические трудности:

- для полной разведки месторождения потребуется бурение около 30 скважин. При средней стоимости скважин глубиной 4600÷4800 м 10 млн долл. затраты на бурение составят не менее 300 млн долл., проведение детализационной сейсморазведки потребует около 100 млн долл. Всего геологоразведочные работы обойдутся в

400 млн долл. (некоторая часть затрат к настоящему времени уже реализована);

- природный газ практически всех продуктивных залежей верхнеюрского карбонатного комплекса Центральной Азии содержит кислые компоненты – H_2S и CO_2 . Концентрация H_2S изменяется от долей до 3÷4 %, CO_2 – от 1÷2 до 6÷8 %, что обуславливает необходимость создания крупнотоннажных сероочистных сооружений. Все вышеперечисленное (вместе с затратами на бурение эксплуатационных скважин и создание транспортной инфраструктуры) определяют высокую себестоимость газа месторождения Южная Иолотань – Осман.

Транспортировка газа с месторождения Южная Иолотань – Осман скорее всего будет осуществляться в двух направлениях: восточном – в Китай, по газопроводу Туркменистан – Китай (по мере истощения запасов месторождений северной части Восточной Туркмении) и западном – по газопроводу Восток – Запад (31 мая 2010 г. началось строительство газопровода Восток – Запад за счет собственных средств республики).

Газовое месторождение Яшлар, открытое в 2004 г., расположено в Амударьинском

нефтегазовом бассейне (НГБ) в 120 км к восток-юго-востоку от г. Мары и связано со сложнопостроенным поднятием по кровле известняков субмеридионального простирания по замкнутой изогипсе – 4350 м размером 40 × 14 км. Притоки газа получены из верхнеюрского продуктивного комплекса, сложенного органогенными известняками и доломитами нижнего и верхнего рифа, лагунными осадками, которые перекрываются ангидритами. Мощность газонасыщенной части коллектора превышает 300 м.

На месторождении продолжаются разведочные работы. Согласно заключению аудиторской компании Gaffney, Cline & Associates (2008 г.), запасы месторождения составляют: по минимальной оценке – 0,33 трлн м³, оптимальной – 0,7 трлн м³, максимальной – 1,5 трлн м³ газа.

Высокий углеводородный потенциал недр Туркменистана обеспечивает дальнейшее развитие нефтегазовой промышленности. Величины прогнозных ресурсов и разведанных запасов нефти и, особенно, газа свидетельствуют о возможности наращивания добычи углеводородного сырья.

Программа развития нефтегазовой отрасли Туркменистана до 2030 г. предусматривает рост добычи газа до 175 млрд м³ к 2020 г. и до 250 млрд м³ к 2030 г. Основной прирост добычи углеводородов планируется осуществить с участием зарубежных инвесторов, поскольку реализация таких масштабных задач потребует широкого привлечения иностранных инвестиций и передовых технологий.

Прирост добычи газа к 2020 г. планируется обеспечивать добычей на месторождении Южная Иолотань – Осман, а в дальнейшем – ростом добычи на разрабатываемых и вводом в эксплуатацию новых горизонтов и месторождений.

С учетом планируемого небольшого роста внутреннего потребления газа существенно вырастет экспортный потенциал республики

(табл. 1). При этом на объемы его добычи и экспорта будет сильно влиять спрос на природный газ в этот период времени.

Таким образом, при небольшом внутреннем потреблении газа Туркменистан, экспортный потенциал которого после 2020 г. составит от 90 (по осторожному сценарию) до 141 млрд м³/год, сможет сохранить роль одного из крупнейших экспортеров природного газа, если обеспечит пути его доставки зарубежным потребителям.

В настоящее время Туркменистан экспортирует свой природный газ в Россию, Иран и Китай: в Россию – по газопроводу Средняя Азия – Центр – до 30 млрд м³/год; в Иран – по двум газопроводам – 14 млрд м³/год. В ближайшее время планируется довести экспорт газа в Иран до 20 млрд м³, а в Китай – до 65 млрд м³ по транснациональному газопроводу Туркменистан – Китай

В соответствии с Программой развития нефтегазовой отрасли Туркменистана до 2030 г. экспортные возможности Туркменистана, по планам ГК «Туркменгаз», к 2015 г. возрастут до 123 млрд м³, а к 2030 г. – до 200 млрд м³.

Казахстан

Казахстан располагает значительными запасами нефти и природного газа. Нефтедобыча – основная и наиболее динамично развивающаяся отрасль экономики республики. По подтвержденным запасам нефти Казахстан входит в число 15 ведущих стран мира. По состоянию на 01.01.2010 г. НСР нефти в республике составили 22,7 млрд т (рис. 5); НСР газа – 11,5 трлн (рис. 6).

Степень разведанности НСР на 01.01.2010 г. (по нефти – 26,8 %, по газу – 35 %) свидетельствует о большом нефтегазовом потенциале страны, а незначительная выработанность начальных разведанных запасов (по нефти – 26,7 %, по газу – 10 %) – о хорошей обеспеченности добычи запасами.

Таблица 1

Прогноз добычи, экспорта и потребления природного газа в Туркменистане в 2015–2030 гг., млрд м³

Годы	Добыча, объем			Экспорт, объем			Внутреннее потребление
	минимальный	средний	максимальный	минимальный	средний	максимальный	
2015	117	124	150	90	97	123	27
2020	124	166	175	90	132	141	34
2025	141	172	215	100	131	174	41
2030	150	200	250	100	150	200	50

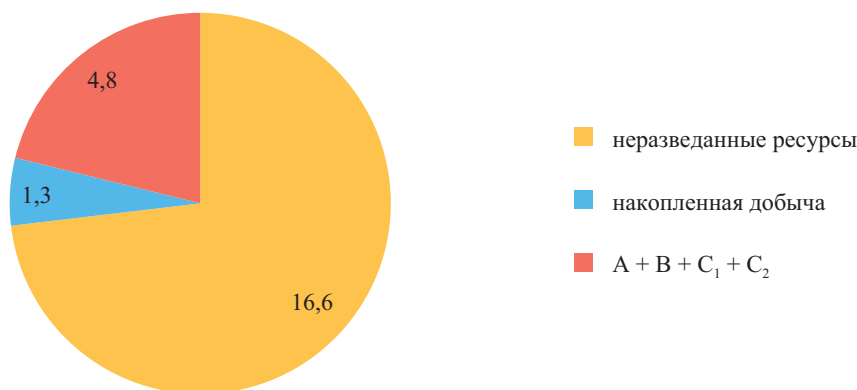


Рис. 5. Структура начальных суммарных ресурсов нефти Казахстана по состоянию на 01.01.2010 г., млрд т

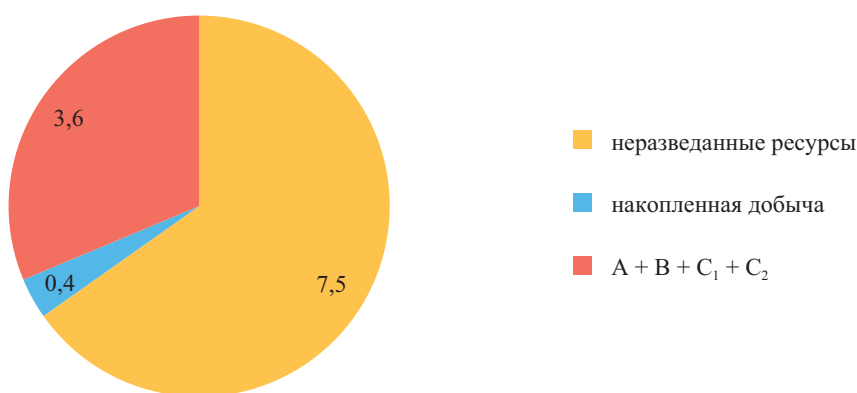


Рис. 6. Структура начальных суммарных ресурсов газа Казахстана по состоянию на 01.01.2010 г., трлн м³

Добыча газа в Республике Казахстан после некоторого спада в начале 1990-х гг. начала расти и за 2000–2010 гг. увеличилась в три раза, при этом товарная добыча газа возросла лишь в 2,5 раза. Это связано с увеличением (до 35 %) объемов газа, закачиваемого в пласт для поддержания пластового давления при добыче нефти. Даже при увеличении внутреннего потребления в 1,2 раза растущая добыча газа обеспечила рост экспорта более чем на 75 %.

Увеличение добычи газа обеспечивается путем ввода в разработку новых и основных базовых месторождений углеводородов – Карачаганак, Тенгиз, Жанажол, Толкын и ряда других, а также месторождений Каспийского шельфа – Кашаган и др. Добываемый газ в основном является попутным, динамика добычи и производства товарного газа определяется темпами добычи нефти и принятыми технологическими решениями по разработке месторождения (обратная закачка газа).

Большинство разрабатываемых на суше месторождений республики достигли максималь-

ного уровня годовой добычи нефти и газа (нефтяного попутного). Его дальнейший рост связан с интенсификацией разработки месторождений Тенгиз и Карачаганак. К концу 2012 г. планировалось начало опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Однако в 2010 г. глава национальной нефтегазовой компании «КазМунайГаз» заявил, что сроки реализации второй фазы разработки месторождения Кашаган могут быть перенесены на 2018–2019 гг.

Углеводородный потенциал недр Казахстана обеспечивает планируемый рост добычи газа, при котором начальные ресурсы углеводородов к 2030 г. будут выработаны лишь на 15–20 %. Казахстан сумел привлечь значительные иностранные инвестиции в разведку и добычу нефти и газа, что привело к открытию нескольких крупных месторождений, значительному приросту запасов УВ, быстрому росту добычи за счет реабилитации и развития действующих (Карачаганак, Тенгиз) и ввода в разработку новых месторождений.

По прогнозам ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в 2015 г. ожидается увеличение общей добычи газа до уровня 56 млрд м³, при этом рост производства товарного газа достигнет уровня 36 млрд м³ (табл. 2).

Основным приоритетом Республики Казахстан, как и в прошлые годы, будет оставаться поставка газа на внутренний рынок. В настоящее время Казахстан практически полностью обеспечивает собственные потребности в газе, а его импорт обусловлен прежде всего необходимостью газоснабжения южных, удаленных от мест его добычи районов страны. Для решения этой проблемы планируется строительство газопровода Бейнеу – Бозой – Шимкент. Импорт газа в 2010 г. составил 3,3 млрд м³. По прогнозам ООО «Газпром ВНИИГАЗ», объем импорта изменится незначительно и будет составлять 4 млрд м³/год.

Объем экспорта газа в 2010 г. составил 9,1 млрд м³. Большая часть казахского экспорта – это поставки газа с месторождения Карачаганак на Оренбургский ГПЗ, в 2010 г. объем поставок составил 7,9 млрд м³. Однако после ввода в промышленную эксплуатацию месторождения Кашаган экспорт газа к 2015 г. может увеличиться до 20 млрд м³ (хотя существует

риск переноса начала коммерческой добычи газа месторождения на более поздние сроки) (см. табл. 2).

По оценке специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», добыча товарного газа в 2015–2030 гг. возрастет с 24 до 50 млрд м³/год. Внутреннее потребление в этот период предположительно увеличится с 16 до 28 млрд м³/год, а экспортные возможности – с 12 до 26 млрд м³/год.

Согласно прогнозам, добыча нефти в Казахстане в 2015–2030 гг. возрастет с 116 до 160 млн т, внутреннее потребление – с 18 до 35 млн т, а экспортные возможности – с 101 до 125 млн т.

Узбекистан

Узбекистан занимает четвертое (после России, Туркмении и Казахстана) место по ресурсам газа и шестое – по ресурсам жидких углеводородов.

К началу 2010 г. НСР газа Узбекистана были оценены в 6,3 трлн м³ (рис. 7).

Официальные данные о добыче газа в республике с 2010 г. не публикуются. Это может быть связано с тем, что правительственная установка на увеличение добычи и экспорта газа вступает в противоречие с умень-

Таблица 2

Прогноз текущей добычи, потребления, импорта и экспорта природного газа Казахстана, млрд м³

Годы	Текущая добыча		Внутреннее потребление	Импорт	Экспортный потенциал
	общая	товарная			
2015	56	36	20	4	20
2020	62	44	25	4	23
2025	65	47	28	4	23
2030	68	50	28	4	26

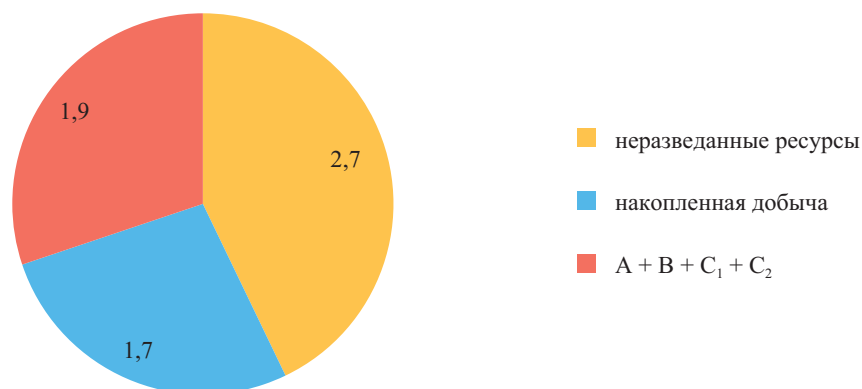


Рис. 7. Структура начальных суммарных ресурсов газа Узбекистана на 01.01.2010 г., трлн м³

шением объема и ухудшением качества текущих запасов.

Руководство республики нацеливает НХК «Узбекнефтегаз» на сохранение и, возможно, расширение объема экспорта газа даже ценой сокращения внутреннего потребления. Согласно межгосударственным договоренностям, до 2030 г. Россия будет ежегодно импортировать из Узбекистана 15 млрд м³ газа. В основе этого сценария лежит политика максимального удержания уровней годовой добычи за счет ускоренного ввода в разработку имеющихся резервов и сокращения внутреннего потребления. Однако выводы, сделанные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на основе анализа состояния и прогноза развития сырьевой базы, показывают неизбежность сокращения уровня добычи природного газа. При этом учитывались снижение уровней добычи по месторождениям, находящимся в разработке длительное время, и наличие месторождений с низкой степенью выработанности и не введенных в разработку. Согласно прогнозу, годовой уровень добычи по находящимся в разработке длительное время месторождениям с 2010 по 2020 г. снизится на 36,5 млрд м³, с 2020 по 2030 г. – на 10 млрд м³. Объем добычи газа из недавно вступивших в разработку месторождений оценивается в 20 млрд м³ в 2020 г. и в 15 млрд м³ в 2030 г.

Исходя из прогноза добыча газа в 2020 г. может составить 37,5 млрд м³ и в 2030 г. – 22,5 млрд м³ (рис. 8). Этот прогноз, возможно, имеет погрешности, связанные с неучетом возможных открытий месторождений после 2011 г., но есть основания ожидать, что дальнейший длительный рост уровней годовой добычи газа и даже их сохранение в Узбекистане как минимум затруднены в связи с истощением сырьевой базы.

Узбекистан в течение более полувека является экспортером природного газа в Россию, Казахстан (юго-восток), Киргизию и Таджикистан, ведутся переговоры о поставках газа в Китай. В то же время Узбекистан, имея развитую промышленность, является крупным потребителем газа. В 2010 г. его добыча составила 65 млрд м³ (имеются сведения о более низком уровне – 60 млрд м³), внутреннее потребление – 50 млрд м³, экспорт – 15 млрд м³. Экспорт при этом распределялся следующим образом: Россия – 10 млрд м³, Казахстан, Киргизия и Таджикистан – 5 млрд м³. Экспорт в Россию осуществляется по магистральным газопроводам Бухара – Урал и Средняя Азия – Центр, главным образом, с месторождений Бухаро-Хивинского района, на который до настоящего времени приходится более 90 % всей газодобычи республики.

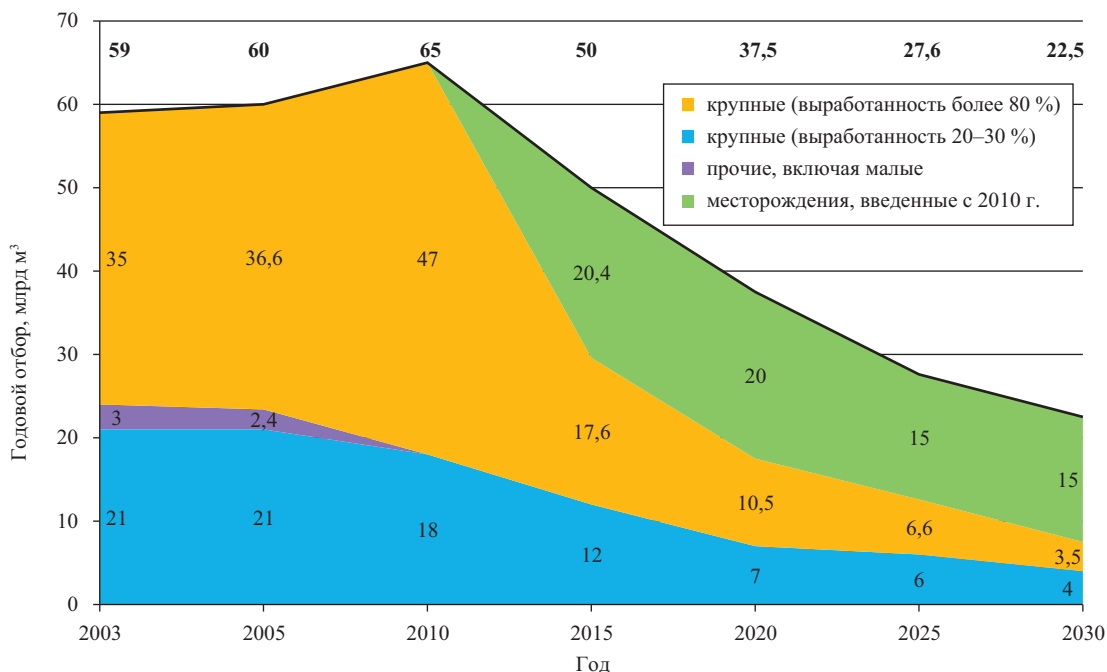


Рис. 8. Прогноз годовой добычи газа по месторождениям Узбекистана (осторожный вариант), млрд м³

Имеющиеся межправительственные соглашения провозглашают сохранение объема экспорта узбекского газа в Россию в количестве 15 млрд м³/год.

Как было отмечено ранее, к настоящему времени сырьевая база газодобычи Узбекистана существенно истощена: высока степень выработанности запасов промышленных категорий, большинство крупных месторождений находятся в стадии снижающейся добычи, резервы не введенных в разработку запасов имеются, но они ограничены (Кандым и окружающие его мелкие месторождения в Бухаро-Хивинском районе; месторождения Южного Приаралья; в более отдаленной перспективе – Гаджак в Сурхандарьинском районе). Имеющийся резерв, учитывая невозможность ввода в разработку всех месторождений одновременно, может дать дополнительную добычу в 20÷25 млрд м³/год, что не будет компенсировать падения добычи по «старым» месторождениям.

В связи с этим в осторожном варианте прогноза авторами настоящей статьи прогнозируется снижение годовых уровней добычи газа до 50 млрд м³ в 2015 г., 37,5 млрд м³ – в 2020 г., 27,6 млрд м³ – в 2025 г. и 22,5 млрд м³ – в 2030 г. По оптимистичному варианту прогноза годовой уровень добычи к 2020 г. снизится до 35 млрд м³, а в 2030 г. составит 30 млрд м³. Экспорт при этом будет составлять 15 млрд м³ (табл. 3)

Внутреннее потребление природного газа в Узбекистане снизится, в том числе за счет развития угледобычи.

Сопоставление динамики уровней добычи и внутреннего потребления приводят к выводу, что после 2015 г. экспорт, возможно, начнет снижаться и к 2025 г. прекратится. В этом случае республика из экспортера газа может превратиться в импортера природных энер-

гоносителей. Причиной этого является высокая степень выработанности запасов основных (старых) газовых месторождений, падение добычи по которым не сможет быть полностью компенсировано за счет ввода новых месторождений – Кандым, Шады, Сургиль и др.

Однако, рассчитывая на открытие новых месторождений в Восточно-Аральском бассейне и ввод их в разработку, Узбекистан присоединяется к международным проектам экспорта газа на восток (Казахстан – Китай, Туркменистан – Китай) и на запад (в январе 2010 г. подписано соглашение о строительстве газопровода, расширяющего маршрут САЦ от КС «Дарьялык» в Туркменистане через территорию Узбекистана до пос. Бейнеу в Казахстане, для чего создается совместное предприятие ОАО «Газпром» и НХК «Узбекнефтегаз»). Узбекистан также планирует дальнейшее развитие газопереработки, в частности производства синтетического жидкого топлива (GTL) из природного газа.

В настоящее время мощности НХК «Узбекнефтегаз» позволяют обеспечить добычу газа в объеме 60÷65 млрд м³/год и жидких УВ в объеме 4 млн т в год. Согласно прогнозам, добыча нефти в Узбекистане в 2015–2030 гг. возрастет с 3,8 до 9 млн т, внутреннее потребление – с 7,8 до 12 млн т, и страна превратится в импортера нефти.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы. Газодобывающие страны ближнего зарубежья – Туркменистан, Узбекистан и Казахстан – обладают различными по объему ресурсами газа. Существенно отличаются и степень освоения ресурсов, качество запасов, перспективы наращивания сырьевой базы и возможности развития газодобычи.

Наиболее оптимистичен, но наименее подкреплен достоверными данными прогноз развития газодобычи в Туркмении. Здесь имеются перспективы открытия новых крупных

Таблица 3

Прогноз добычи, экспорта и потребления природного газа в Узбекистане в 2015–2030 гг., млрд м³

Годы	Добыча		Экспорт		Внутреннее потребление	
	варианты прогноза					
	осторожный	оптимистический	осторожный	оптимистический	осторожный	оптимистический
2015	50	50	15	15	35	35
2020	37,5	47	5,5	15	32	32
2025	27,5	35	0	15	27,5	20
2030	22,5	30	0	15	22,5	15

месторождений газа в Восточной Туркмении и, в меньшей мере, на шельфе Каспия. Однако горно-геологические условия освоения новых месторождений в Восточной Туркмении очень сложны и требуют крупных инвестиций. Тем не менее, несмотря на риски и сложности в освоении запасов газа, потенциал недр Туркменистана обеспечивает дальнейшее развитие нефтегазовой промышленности республики. Величины прогнозных ресурсов и разведанных запасов газа позволяют говорить о возможности наращивания здесь добычи углеводородного сырья.

Прирост добычи газа планируется обеспечивать добычей на месторождении Южная Иолотань – Осман, а в дальнейшем – ростом добычи на разрабатываемых и вводом в эксплуатацию новых горизонтов и новых месторождений (Яшлар, Минара, Багаджа и др.). Ресурсная база газа месторождения Южная Иолотань – Осман, по мнению авторов статьи, до настоящего времени не обоснована. Однако даже в случае неподтверждения запасов, озвученных международными аудиторами Gaffney, Cline & Associates в 2011 г., по осторожному сценарию (рис. 9) с учетом небольшого внутреннего потребления газа Туркменистан после 2020 г. будет иметь экспортный газовый

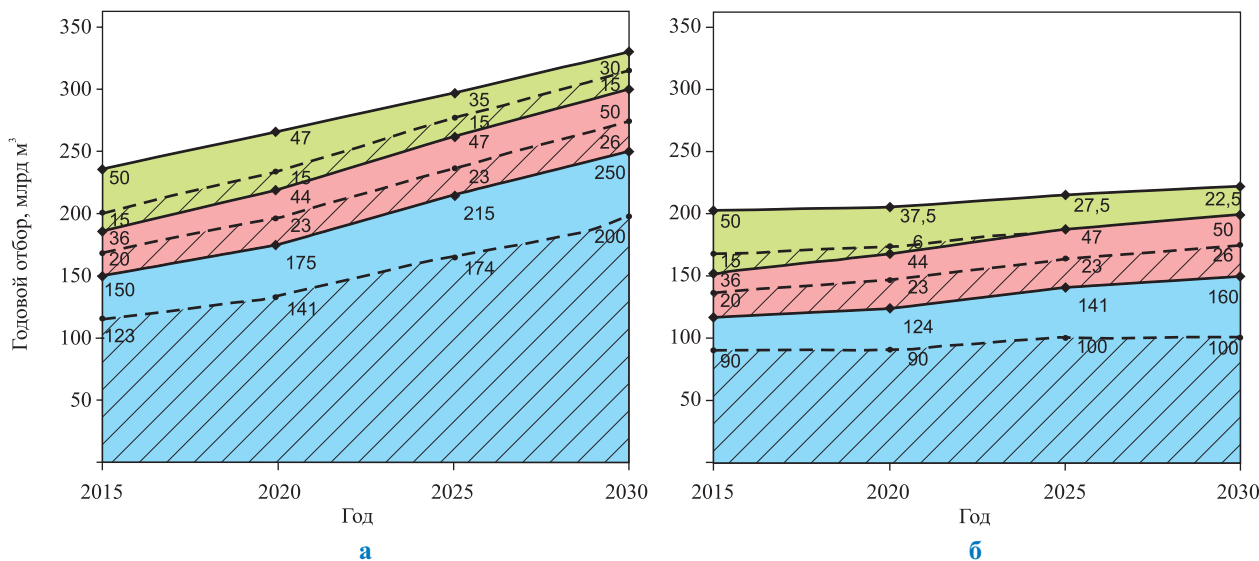
потенциал от 90 до 140 млрд м³/год и сможет сохранить роль существенного экспортера природного газа, если обеспечит пути доставки его зарубежным потребителям.

По оптимистическому сценарию экспортные возможности Туркменистана в 2015 г. возрастут до 123 млрд м³, а в 2030 г. – до 200 млрд м³. Однако на величину добычи и экспорта будет сильно влиять спрос на природный газ в каждый конкретный промежуток времени.

Рост добычи природного газа в Казахстане, по мнению авторов статьи, продолжится в течение всего периода до 50 млрд м³ в 2030 г., а резервом для увеличения валового производства горючего газа будет попутный нефтяной газ. Экспортный потенциал увеличится с 20 млрд м³ в 2015 г. до 26 млрд м³ в 2030 г.

Ресурсы природного газа Узбекистана до 2030 г. будут существенно истощены, что неминуемо приведет к снижению газодобычи.

Согласно осторожному сценарию, Узбекистан вследствие снижения годовых уровней добычи и высокого внутреннего потребления газа, несмотря на все усилия, не сможет сохранить статус его экспортера уже после 2020 г. (см. рис. 9). Прогнозируемый уровень добычи газа в Узбекистане к 2030 г. составит 22,5 млрд м³. По оптимистическому сценарию,



	Туркменистан	Казахстан	Узбекистан
объем годового отбора страны			
объем возможного экспорта страны			

Рис. 9. Объем годовых уровней добычи и экспортного потенциала стран ближнего зарубежья: а – оптимистический, б – осторожный сценарии

в случае введения в разработку резервных запасов месторождений (Хаузак-Шады-Западная часть Денгизкульского месторождения, Кандым и окружающие его мелкие месторождения Бухаро-Хивинского района, месторождения Южного Приаралья, в более отдаленной перспективе – месторождение Гаджак

в Сурхандарьинском районе), возможно поддержание годовых уровней добычи (в 2020 г. – до 47 млрд м³, в 2025 г. – до 35 млрд м³) и экспортного потенциала на уровне 15 млрд м³, однако к 2030 г. снижение годовой добычи неминуемо и, по экспертным оценкам, составит 30 млрд м³.

Список литературы

1. Габриэлянц Г.А. Региональная геология нефтегазоносных территорий СССР / Г.А. Габриэлянц, Г.Х. Диккенштейн, И.Н. Капустин и др. – М.: Недра, 1991. – 283 с.
2. Месторождения нефти и газа Казахстана: справочник / под ред. А.А. Абдулина, Э.С. Вазалевского, Б.М. Куандыкова. – М.: Недра, 1993. – 247 с.
3. Поиск, разведка и освоение газовых месторождений и минеральных ресурсов Туркменистана: матер. Междунар. конфер. – Ашхабад, 2008.
4. 16-я Казахстанская международная выставка и конференция-2008: матер. конфер. – Алматы, 2008.
5. Нефть и газ Туркменистана (OGT-2008): матер. Междунар. конфер. – Ашхабад, 2008.
6. Нефть и газ Туркменистана (OGT-2009): матер. Междунар. конфер. – Ашхабад, 2009.
7. Международный газовый конгресс Туркменистана (TGC 2010): матер. конгресса. – Ашхабад, 2010.
8. Нефть и газ Туркменистана (OGT-2010): матер. 15-й Юбилейной Междунар. конфер. – Ашхабад, 2010.
9. Мелихов В.Н. Продуктивность и потенциал газоносности Амударьинского мегабассейна / В.Н. Мелихов // Геология нефти и газа. – 2009. – № 5. – С. 10–12.