

УДК 553.981.8

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2016

ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЫСТУПОВ ФУНДАМЕНТА ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

В.Ш. Гурбанов, Н.Р. Нариманов

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности
(AZ1010, Азербайджанская Республика, г. Баку, пр. Азадлыг, 20)

FORECAST OF OIL AND GAS RESOURCES LOCATED IN WEDGES OF SOUTH-CASPIAN MEGA DEPRESSION BASEMENT

V.Sh. Gurbanov, N.R. Narimanov

Azerbaijan State Oil and Industry University (20 Azadlyg av., Baku, AZ1010, Republic of Azerbaijan)

Получена / Received: 19.01.2016. Принята / Accepted: 5.05.2016. Опубликовано / Published: 30.06.2016

Ключевые слова:

нефть, газ, углеводороды, отложения, впадина, осадочный чехол, мегавпадина, кристаллические породы фундамента, трещиноватость, зона дробления, пустотные пространства, субдукция, выступ фундамента.

Растущие в мире потребности в нефти и газе, истощение их запасов в осадочном чехле, усложнение физико-географических и геологических условий поисково-разведочных работ вызывают необходимость осуществления поисков углеводородов в нетрадиционных геологических объектах, коими являются кристаллические породы фундамента (КПФ). Углеводородные скопления в КПФ связаны с зонами дробления, трещиноватости и корой выветривания. В мире в верхнем слое фундамента открыто до 450 скоплений нефти и газа. Сегодня верхняя часть фундамента рассматривается как новый нефтегазоносный этаж и глобальный нефтегазоносный объект земной коры. Практика поисков показывает, что скопления нефти и газа в КПФ находятся в основном на платформах и в межгорных впадинах. К последним относится и Южно-Каспийская межгорная мегавпадина (ЮКМВ) с уникальной мощностью осадочного чехла и его высоким нефтегазогенерационным потенциалом. Формирование скоплений в КПФ связано с рядом факторов. Одним из них являются контролирующие скопления нефти и газа в фундаменте, пустотные пространства. Они формируются в геодинамически и тектонически активных зонах, осложненных разномасштабными и взаимопересекающимися дизъюнктивами, что характерно для осадочного чехла и фундамента ЮКМВ. Насыщение пустотных пространств фундамента углеводородами происходит в основном за счет нефтегазогенерационного потенциала осадочного чехла. Известно, что ЮКМВ является поличленистым нефтегазоносным бассейном, содержащим только в азербайджанском секторе 8 млрд т нефти и до 13 трлн м³ газа.

В ЮКМВ имеются выступы фундамента на глубинах, достигаемых современной техникой бурения, и смежные с ними прогибы с большой мощностью осадочного чехла.

Определенный интерес представляют подошвенные части эффузивных образований Среднекуринской впадины, которые могут быть осложнены сетью трещин растяжения в связи с их подверженностью изгибовым деформациям. Анализ вышеотмеченных и ряд других факторов дают основание положительно прогнозировать перспективы определения нефтегазоносности выступов фундамента ЮКМВ на доступных глубинах.

Key words:

oil, gas, hydrocarbons, sediments, depression, basement cover, voids, mega depression, basement crystal rocks, fractures, crush zone, void space, subduction, basement wedge

Oil and gas needs growth, depletion of reserves of basement cover as well as amplification of physical, geographical and geological condition of exploration require prospecting for unconventional hydrocarbons located in basement crystal rocks. Hydrocarbon accumulations are dedicated to zones of crush, fractures and weathering crust. Up to 450 oil and gas accumulations in the world are discovered in the upper basement. Today, the upper part of the basement is regarded as a new oil and gas floor and global object of crust reserves. Exploration experience shows that oil and gas accumulation of the upper basement are located mainly on platforms or intermountain depressions such as South Caspian intermountain mega depression (SCMD) with unique thickness of sedimentary cover and its high potential. Several factors affect crystal basement rock formation. One of that is void space that control oil and gas accumulation. It is formed in geodynamic and active tectonic zones complicated by different scale and overlapping faults, which is a feature of sedimentary cover and SCMD basement. Saturation of basement void space by hydrocarbons happens mainly due to oil and gas generation potential of sedimentary cover. It is known that SCMD is multiple heart of oil and gas basin that contains 8 billion tons of oil and 13 trillion m³ of gas just in Azerbaijan sector.

SCMD has basement wedges at depths reached by state-of-the-art drilling techniques as well as depressions of significant thickness or sedimentary cover.

Bottom effusive formations of Middle Curin depression represent certain interest due to the fact that it could be complicated by fracture network and its aptitude to bend deformations.

Analysis of mentioned factors can be a basis to forecast oil and gas reserves potential of SCMD basement wedges at accessible depths.

Гурбанов Вагиф Шыхы оглы – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений (моб. тел. +994 12 493 81 97, e-mail: vaqifqurbanov@mail.ru).

Нариманов Нариман Рустам оглы – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений (моб. тел. +994 12 37 628 21, e-mail: n.narimanov@asoiu.edu.az).

Vagif Sh. Gurbanov (Author ID in Scopus: 26028826000) – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor at the Department of Oil and Gas Fields Survey and Exploration (mob. tel. +994 12 493 81 97, e-mail: vaqifqurbanov@mail.ru).

Nariman R. Narimanov (Author ID in Scopus: 6506800118) – PhD in Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Fields Survey and Exploration (mob. tel. +994 12 37 628 21, e-mail: n.narimanov@asoiu.edu.az).

Постановка и состояние проблемы

Поступательное развитие энергоемких технологий, нефтехимической промышленности и других отраслей производства в мировом масштабе требует постоянного наращивания объема добычи углеводородного сырья. Это стало возможным благодаря разработке таких прогрессивных научных направлений, как концепция тектоники литосферных плит, а также благодаря развитию новых методов геофизических исследований и техники бурения, позволяющей осуществить буровые работы в сложных физико-географических, геологических условиях и на больших глубинах. Сказанное выше дает возможность осуществить поиск углеводородных скоплений в нетрадиционных геологических объектах, коими являются кристаллические породы фундамента (КПФ), обладающие пустотным пространством. Под последними подразумеваются породы верхов гранитного слоя, осложненного корой выветривания, зоной трещиноватости и кавернозности. В Южно-Каспийской межгорной мегавпадине (ЮКМВ) породы гранитного слоя состоят в основном из гнейсов, гранитов, гранитоидов, андезитов и т.д. Сегодня почти во всех нефтегазоносных бассейнах мира известны различного рода проявления нефтегазоносности КПФ. На современном этапе нефтедобычи выявление месторождений в КПФ является не случайностью, а закономерным результатом глубоких научных исследований с позиции концепции глобальной тектоники.

В настоящее время месторождения в КПФ известны почти на всех континентах и шельфах Мирового океана. В одной только Западной Сибири нефтегазоносность КПФ установлена на площади до 2,5 млн км² [1]. В США только в штате Канзас 14 месторождений, в том числе и часть гигантского Хьюгтон-Панхандл, в Венесуэле месторождение Ла-Пас, в Ливии крупнейшее нефтяное месторождение Нафора-Ауджила приурочены к КПФ. В Африке запасы 97 месторождений частично или полностью связаны с КПФ [2]. В шельфе Южного Вьетнама на площади Белый Тигр КПФ дают более 90 %

общей добычи нефти [3]. В 15 нефтегазоносных бассейнах Евразии выявлено более 138 месторождений в КПФ. В Европе в Паннонской межгорной впадине в КПФ открыто 15 месторождений. Известно, что в мире в верхнем слое фундамента в целом открыто до 450 скоплений нефти и газа. Они расположены в основном на платформах и в межгорных впадинах [2, 4]. Из вышеизложенного можно заключить, что верхнюю часть фундамента можно рассматривать как новый нефтегазоносный этаж и глобальный нефтегазоносный объект земной коры. Очевидно, это связано с наличием в строении фундамента континентов верхнего слоя мощностью 8–15 км, отличающегося блоковым строением, осложненного сетью многочисленных трещин и разрывов [5], которые могут содержать различные флюиды. Так, например, в Кольской сверхглубокой скважине (СГ-3) аномальные содержания высокомолекулярных углеводородных газов прослеживается до глубин 10 800–11 060 м и совпадает с метановыми аномалиями, а начиная с глубины 8800 м возрастает относительная концентрация высокомолекулярных газов в сумме углеводородов [3].

Приведенные факты позволяют с оптимизмом отнестись к прогнозу перспектив выявления нефтегазоносности кристаллического фундамента ЮКМВ. Ведущую роль в определении нефтегазоносности фундамента играет степень развитости осадочного чехла и его нефтегазогенерационный потенциал. В Среднекуринской межгорной впадине мощность осадочного чехла достигает 14–16 км, в Нижнекуринской впадине – 18–20; в акватории Южного Каспия – до 25 км. Для сравнения отметим, что в Паннонской межгорной впадине мощность осадочного чехла составляет около 17 км, в фундаменте Маракаибской межгорной впадины с месторождением Ла-Пас в КПФ максимальная мощность осадочного чехла составляет 10 км. Эти примеры позволяют увидеть роль мощности осадочного чехла ЮКМВ в потенциальной возможности насыщения углеводородами пустотных пространств фундамента, так как это происходит в основном за счет нефтегазогенерационного потенциала осадочного чехла бассейна.

Необходимым условием обнаружения перспектив нефтегазоносности фундамента является наличие в его верхнем слое пустотных пространств в виде коры выветривания, зон трещиноватости и дробления. Емкостные характеристики верхнего слоя фундамента ЮКМВ еще не изучены должным образом, однако есть достаточно оснований для прогноза в нем пустотных пространств. Как показывают карты разломной тектоники (рис. 1) и

глубинных геолого-геофизических профилей (рис. 2–5), ЮКМВ осложнена густой сетью разномасштабных дизъюнктивов. В результате по продольным глубинным разломам блоки фундамента ступенчато опускаются к приосевой зоне Куринской межгорной впадины, а по поперечным разломам также ступенчато опускаются в направлении акватории Южного Каспия. Сеть продольных и поперечных глубинных разломов придает фундаменту

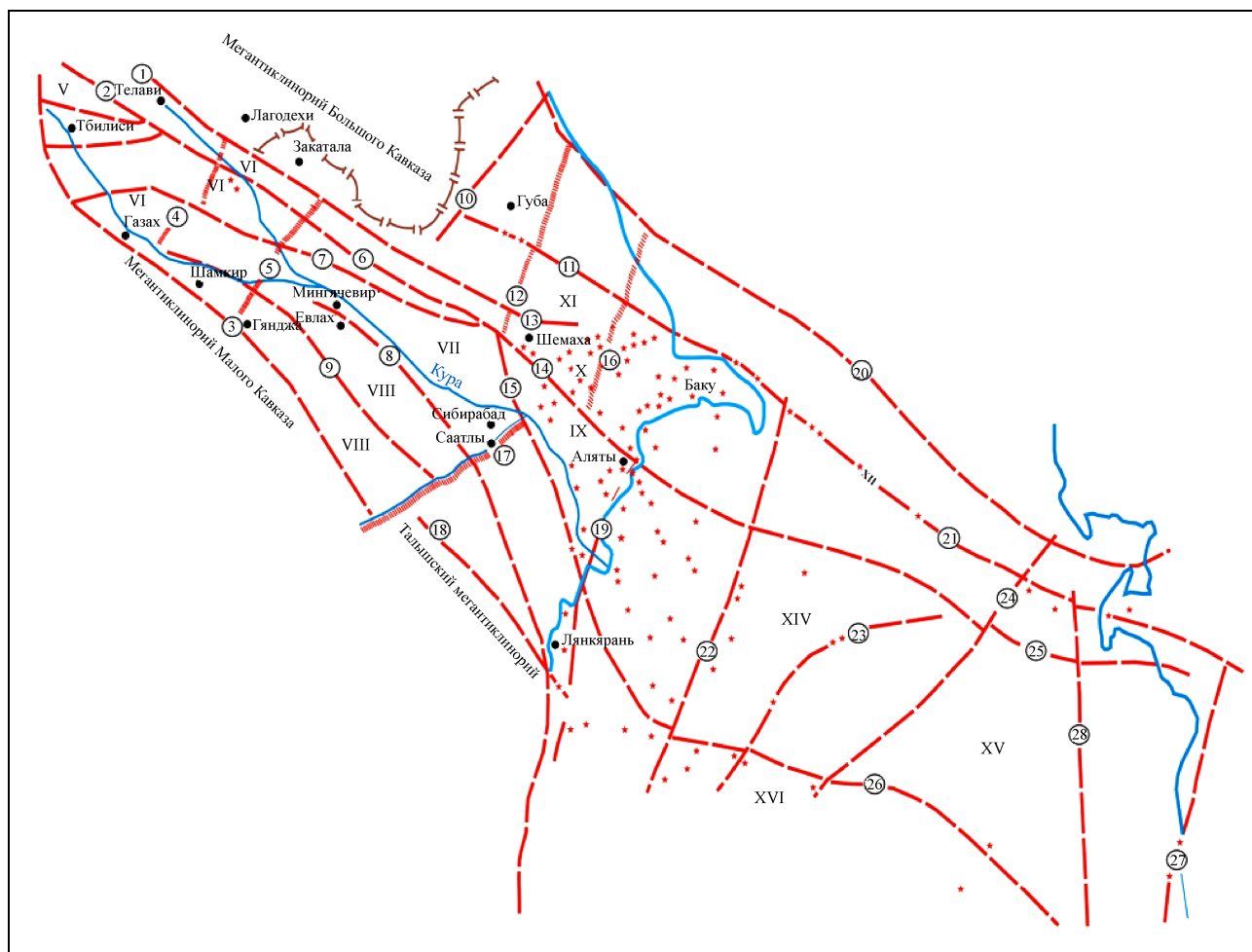





Рис. 1. Схема разломной тектоники ЮКМВ (составили В.Ш. Гурбанов, Н.Р. Нариманов по материалам И.С. Гасанова, М.М. Зейналова, К.М. Керимова, Ф.М. Гаджиева, Ш.С. Кечяри, Х.Б. Юсуф-заде). Крупные прогибы: V – Притбилиси-Картлийский; VI – Габрыры-Аджиноурский; VII – Мингячевир-Саатлинский; VIII – Евлах-Агджабединский; IX – Нижнекуринский; X – Гобустан-Абшеронский; XI – Прикаспийско-Губинский; XII – Абшероно-Прибалханское структурное мегаседло; XIII – Бакинский архипелаг; XIV – Центральный сектор; XV – Туркменский шельф; XVI – Предэльбурский прогиб.  – Флексуры,  – Грязевые вулканы,  – Разломы: 1 – Кварели-Габалинский; 2 – Гагрско-Джавский; 3 – Предмалокавказский; 4 – Газах-Сигназская; 5 – Гянджачай-Алазанский; 6 – Северо-Аджиноурский; 7 – Гекчайский; 8 – Миигячевир-Сааглинский; 9 – Куринский; 10 – Арна-Самурский; 11 – Сиазанский; 12 – Казылбогаз-Дивичинский; 13 – Гермианский; 14 – Аджичай-Алятский; 15 – Западно-Каспийский; 16 – Яшминский; 17 – Нижнеаразский; 18 – Талышский; 19 – Гызылагаджский; 20 – Туркмено-Предкавказский; 21 – Абшероно-Прибалханский; 22 – Шахово-Азизбековский; 23 – Абиха; 24 – Жданово-Огурчинский; 25 – Сангачал-Огурчинский; 26 – Мильско-Чикишлярский; 27 – Западно-Туркменский; 28 – Гограндаг-Сефидрудский

ЮКМВ мозаичное или клавишное строение. Условия интенсивных сжимающих напряжений, господствующие в ЮКМВ, обрамленной активными коллизионными зонами, свидетельствуют о высокой динамичности блоков, благоприятной для формирования пустотных пространств в виде зон трещиноватости и дробления в земной коре.

Примером приуроченности скоплений нефти и газа к коре выветривания в эффузивных образованиях мелового возраста могут служить месторождения Мурадханлы и Зардаб в Азербайджане. Эффузивы развиты также в осадочном разрезе Сомхето-Агдамской зоны, Предмалокавказском, Евлах-Агджабединском прогибах и в складчатой зоне Аджиноур Среднекуринской впадины. Их максимальная мощность достигает 4000 м в наиболее прогнутой части Евлах-Агджабединского прогиба. Здесь нижняя часть разреза готеривского и барремского возрастов выражена андезитовыми порфиритами. Мощность вулканогенного готерива – более 500 м.

На Мурадханлинской площади залежь нефти установлена в пачке андезитовых порфириров верхнего мела [7]. Здесь положение вулканогенных образований в осадочном разрезе благоприятствует насыщению их пустотных пространств флюидами как из надстиляющих, так и подстиляющих осадочных толщ. Пустотные пространства – зоны дробления и трещиноватости в подошвенной части эффузивных образований, очевидно, будут более благоприятны для насыщения флюидами в связи с тем, что синклинальный изгиб и осложненность дизъюнктивами вулканогенной толщи свидетельствуют о подверженности ее изгибовым деформациям под воздействием сжимающих напряжений, развитых в регионе. Состоящая из компетентных эффузивных пород, эта толща в подошвенной части, по всей вероятности, будет осложнена сетью трещин растяжения, благоприятной для формирования скоплений флюидов (рис. 2).

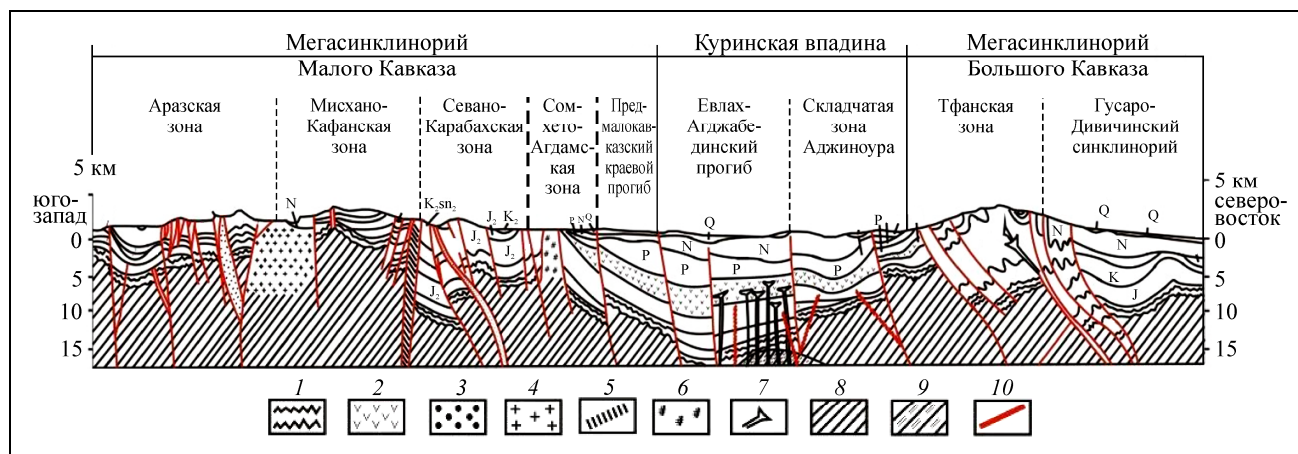


Рис. 2. Поперечный геолого-геофизический профиль центральной части Азербайджана (фрагмент) (по Э.Ш. Шихалибеги, 1996) с глубинами залегания поверхности магматических образований и кристаллического фундамента: 1 – доальпийский фундамент – метаморфический комплекс; 2 – магматические образования основного состава; 3 – плиоценовые малые кислые интрузии; 4–6 – гранитоиды; 7 – основные магматиты; 8 – ультраосновная магма; 9 – кислые магматиты; 10 – глубинные разломы

Особенности нефтегазонасыщения КПФ

Пористое пространство, связанное с трещиноватостью, способно изменять свои емкостные характеристики в зависимости от характера воздействующих на них напряжений. В условиях сжимающих напряжений трещины могут час-

точно или полностью сомкнуться и содержащиеся в них флюиды будут «перекачаны» в породы-коллекторы с первичной пористостью. При развитии напряжений растяжения раскрывающиеся трещины будут «всасывать» из контактирующей среды флюиды. Таким образом, в геодинамически активных участках земной коры, осложненных трещиноватостью, развитие

напряжений растяжения в осадочном чехле и сжатия в КПФ могут способствовать перетоку флюидов из трещинного пространства КПФ в пористое пространство осадочного чехла. В случае же развития в осадочном чехле сжимающих напряжений, как было отмечено, возможны перетоки флюидов из них в трещины КПФ при их раскрытии [8]. Во время развития крупного глубинного разлома значительно увеличивается проницаемость деформированной зоны кристаллического фундамента и осадочного чехла, так как в них развиваются многочисленные микро- и макротрещины, мелкие и крупные разрывы большой протяженности. Так, например, при формировании чилийского разлома протяженностью в 1000 км и с шириной зоны деформаций около 170 км объем последней превысил 3 млн км³. Возникновение зоны трещиноватости и разномасштабных дизъюнктивов вокруг глубинного разлома обуславливает большой перепад давлений в осадочном чехле и в пустотах фундамента. Это является одним из основных факторов, способствующих засасыванию флюидов из осадочного чехла в пустотные пространства фундамента. В период образования крупного разлома имеющиеся в зоне деформаций залежи нефти и газа разрушаются, флюиды втягиваются в пустотные пространства фундамента, где могут сохраняться длительное геологическое время. Например, если предположить, что свободный объем в фундаменте в зоне крупного разлома составит всего 0,1 % общего объема зоны деформаций, то только при чилийском землетрясении могло быть затянута в фундамент свыше 3000 км³ флюидов [9]. Из вышеизложенного видно, что механизм засасывания флюидов наиболее реален в тектонически и геодинамически активных регионах, одним из которых является и ЮКМВ. С позиции глобальной тектоники образование углеводородов и формирование их скоплений может происходить при рифтогенном, депрессионном, субдукционно-обдукционном режимах. В ЮКМВ образование углеводородов и формирование их скоплений происходит в субдукционном и депрессионном режимах [10]. Здесь в выступах фундамента наиболее благоприятные условия

для образования аномально высоких концентраций углеводородов следует ожидать в коре выветривания, зонах дробления и трещиноватости с емкостными характеристиками.

Геодинамический подход к проблемам происхождения углеводородов способствовал выявлению новых объектов поиска, как, например, надвиговые зоны горно-складчатых сооружений (Скальные горы, Аппалачи, Верхоянский хребет, Новая Зеландия и т.д.) и ранее указанные районы фундамента платформ и межгорных впадин. Все это говорит о том, что при определенных палеогеодинамических, палеотектонических и палеогеографических режимах развития осадочных бассейнов их фундамент может быть нефтегазоносным. К последним по степени развитости осадочного чехла, термобарическим условиям, нефтегазогенерационному потенциалу, сложности разномасштабными дизъюнктивами осадочного чехла и КПФ следует отнести и ЮКМВ.

В отдельных случаях гранитный слой коры при его метасоматическом происхождении может быть и нефтепроизводящим. Так, например, геологические запасы углеводородов месторождения Белый Тигр составляют 600 млн т, образование которых за счет нефтегазогенерационного потенциала прилегающих осадочных комплексов не считается реальным. Согласно [3] эти углеводороды были генерированы в процессе, характерном для зон субдукции, метасоматического преобразования и гранитизации изначально осадочных пород, содержащих органическое вещество. Саатлинская СГ-1, заложенная на поднятии Саатлы южное, на глубине 3600 м вскрыла вулканогенные породы в основном андезитового состава, чередующиеся с осадочными образованиями [11]. Известно, что являющиеся в прошлом зонами субдукции в настоящее время малокавказская, талышская, эльбурская коллизии с юга, а большекавказская с севера обрамляют ЮКМВ. Процесс поддвига кристаллического основания ЮКМВ под эти коллизионные зоны продолжается и в настоящее время со скоростью 1,0–1,5 см в год [12]. В пределах Азербайджана на докембрийском фундаменте, осложненном густой сетью разномасштабных дизъюнктивов (см. рис. 1),

а следовательно, и трещиноватостью, залегают мощные осадочные толщи мезокайнозоя, с высоким нефтегазогенерационным потенциалом и с содержанием многочисленных скоплений углеводородов [7]. Эти факты указывают на возможность взаимных перетоков флюидов между осадочным чехлом и фундаментом в связи с активным геодинамическим режимом ЮКМВ.

Известно, что углеводороды могут иметь глубинно-биогенное происхождение [13]. Более того, в настоящее время установлено, что в гидротермальных полях Срединно-Атлантического хребта при полном отсутствии осадочных образований, в океанической коре из серпентинитов и базальтов в результате восстановления углекислого газа водородом в присутствии соединений металла переменной валентности образуется: в серпентинитах – 6,5, а в базальтовом слое – 2–3 млн т метана в год [14]. Это не исключает возможности попадания метана в последующем в фундамент континентов через зоны субдукции. Из приведенных примеров видно, что углеводороды могут образоваться в относительно широком термобарическом диапазоне, как правило, органическим путем, за исключением, в частности, метана, который может иметь и абиогенное происхождение.

В соответствии с геодинамической концепцией углеводородообразование, формирование, переформирование и разрушение скоплений нефти и газа – постоянно действующие процессы. В условиях ЮКМВ наиболее благоприятными для нефтегазообразования являются его отдельные отрицательные структурные элементы, такие как междуречье Куры и Габырры, Алят-Лянгебизская зона, Евлах-Агджабединский, Шамаха-Гобустанский прогибы, Нижнекуринская впадина, Бакинский архипелаг, Приэльбурский прогиб и т.д. Во всех этих случаях процесс нефтегазообразования подчинен депрессионному механизму и субдукционному в зоне остаточной субдукции, выраженной Абшероно-Прибалханским структурным мегаседлом [10]. Это подтверждается не только нефтегазоносностью указанных впадин, но и развитием в их пределах грязевулканизма.

Разломам земной коры и другим разномасштабным дизъюнкциям отводится важная роль в вопросах образования трещинно-кавернозных коллекторов, миграции и формирования, разрушения и переформирования залежей углеводородов. Принципиальное отличие кор выветривания и трещинно-кавернозных коллекторов как ловушек от структурных заключается в том, что они осуществляют не структурный, а резервуарный контроль залежей нефти и газа. Так, например, на севере Западной Сибири был выявлен особый тип разломов, связанный с проявлением горизонтальных сдвигов в фундаменте. Они имеют широкое распространение в последнем и достоверно картируются сейсморазведкой 3D. В Западной Сибири структуры горизонтального сдвига занимают более 500 тыс. км² площади фундамента. В пределах этой территории расположены крупнейшие месторождения углеводородов. Эти же структуры горизонтального сдвига обеспечивают насыщение глубинными флюидами осадочного чехла и пустотных пространств фундамента [1].

Роль сжимающих напряжений и грязевулканизма в прогнозе перспектив нефтегазоносности КПФ в ЮКМВ

Осложненность ЮКМВ более чем 20 разномасштабными субширотными и субмеридионально ориентированными дизъюнктивными со значительным горизонтальным составляющим [15] (рис. 1–5) позволяет прогнозировать зоны трещиноватости и дробления как в осадочном чехле, так и в кристаллическом фундаменте. В свою очередь, известно, что осадочные породы, в том числе и нефтематеринские, в процессе погружения по мере ужесточения термобарических условий из вязкопластичного переходят в вязкоупругое состояние и часто осложняются сетью трещин, придающих им емкостные характеристики, особенно в условиях сжатия и растяжения. Последние характерны для ЮКМВ, обрамленной коллизионными зонами.

В пределах одного и того же региона или бассейна, в зависимости от его структурно-тектонических и геодинамических особенно-

стей, возможно развитие в различных его частях разнотипных напряжений, т.е. сжатия и растяжения. Примером этому может служить ЮКМВ. Так, известно, что грязевые вулканы имеют непосредственную генетическую связь с процессом нефтегазообразования и являются индикаторами сжимающих напряжений в осадочном чехле [17]. В ЮКМВ значительная часть месторождений нефти и газа приурочена к структурам, осложненным грязевыми вулканами, что свидетельствует о высокой перспективности нахождения на территории нефти и газа, а также о развитии в ее пределах сжимающих напряжений. В частности, в ЮКМВ к таковым относятся вышеотмеченные отрицательные структурные элементы. Примечательно, что эти же районы характеризуются высокой нефтегазоносностью, что является положительным фактором для возможности насыщения кор выветривания, зон трещиноватости и других пустотных пространств фундамента через природные резервуары и нефтепроизводящие толщи, контактирующие с выступами последнего.

На указанных территориях с относительно большой мощностью и глинистостью олигоцен-миоценовых отложений при нарушении гидростатического равновесия в бассейне недоуплотненные глины начинают всплывать, а в условиях сжимающих напряжений выдавливаются, что приводит к формированию глиняных диапиров, которые в дальнейшем могут перерасти в грязевые вулканы. При этом о развитии напряжений растяжения в надстиляющих ядро диапира толщах или вокруг кратера грязевого вулкана свидетельствует сеть радиальных разрывов сбросового характера.

В ЮКМВ присутствует почти более трети грязевых вулканов земного шара с корнями в основном в отложениях олигоцен-миоцена [17]. В ряде случаев грязевой вулкан может указывать на наличие зоны дробления в подстилающих его корень комплексах породах и быть своего рода индикатором такой зоны в случае, если он формируется над зоной в основном взаимопересекающихся дизъюнктивов, как например, в пределах поднятий Зафар и Алов, осложненных грязевыми вулканами (рис. 3).

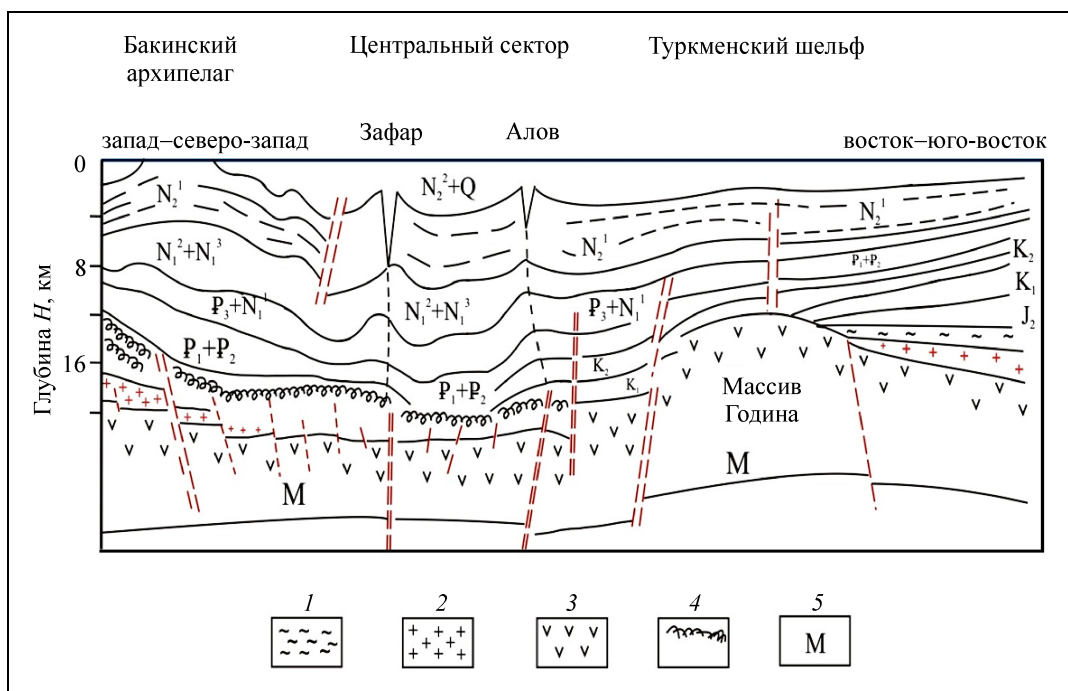


Рис. 3. Южно-Каспийская впадина. Глубинный сейсмологический профиль (по П.З. Мамедову, 1995) [16]:
1 – палеозойский фундамент; 2, 3 – соответственно гранитный и базальтовый слой;
4 – магматические породы мезозоя; 5 – поверхность Мохо

В таких случаях в продуктах выбросов грязевого вулкана содержатся обломки пород древнее стратиграфической глубины залегания его корня, как, например, у вулканов Хамамдаг и Дуровдаг (*K*), о. Лось (*K*, *J*), Боздаг, Солахай, Айрантекан (*K*₂) и т.д. [18]. Обусловлено это тем, что такие вулканы дополнительно подпитываются газами, накопившимися в зонах дробления, в том числе и глубинными, если зоны дробления распространяются в кристаллический фундамент.

В результате такие вулканы, в отличие от тех, которые развиты не над зонами дробления, выбрасывают в атмосферу значительно большее количество природного газа, выносящего и обломки пород из зоны дробления, отчего они классифицируются как газогрязевые [19].

Эти факты позволяют полагать, что глубинные разломы в ЮКМВ способствуют вертикальной разгрузке флюидов в пустотные пространства фундамента и осадочного чехла. В ЮКМВ, тектонически и геодинамически весьма активном регионе, о чем свидетельствует также очень большое количество естественных выходов нефти и газа, очевидно, указанные процессы будут протекать интенсивнее.

Как следует из вышесказанного, подобно другим нефтегазоносным бассейнам, ЮКМВ является открытой флюидодинамической системой, постоянно выносящей на дневную поверхность через обнажающиеся продуктивные горизонты и свиты, грязевые вулканы, по разломам, трещинам, путем эффузии и просачивания через покрывки различные флюиды, в том числе и углеводородные. Согласно Ф.Г. Дадашеву и др. [5, 17] в районе Абшеронского полуострова на дневную поверхность посредством только грязевых вулканов выносятся миллиарды кубических метров газа и миллионы тонн нефти в год. Для сравнения отметим, что тектонически значительно менее активный Западно-Сибирский бассейн только за неогеновый и IV периоды за счет естественных выходов потерял $13 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$ природного газа, что примерно в 60 раз больше всех выявленных и невыявленных ресурсов углеводородного сырья региона. Однако залежи Западной Сибири не только все время теряют газ или

нефть, но и постоянно получают новые восстановленные порции углеводородов [5]. В подтверждение этому согласно В.Д. Скорятину, М.Г. Макарову (2005) только за IV период из недр планеты естественным путем высочилось $4 \cdot 10^{12}$ т нефти, что в 2 раза превышает известные на сегодня ее геологические запасы и в 7 раз больше извлекаемых [5]. Согласно [1] структуры горизонтального сдвига, развитые в кристаллическом фундаменте Западной Сибири, характеризуются текстурами пластического течения, брекчированием и интенсивной трещиноватостью, которые и являются путями миграции флюидов. Надо полагать, что в ЮКМВ, тектонически и геодинамически значительно более активном, чем Западно-Сибирский бассейн, процесс утечки флюидов, подпитки ими пустотных пространств, очевидно, будет происходить более интенсивно.

Предложения и рекомендации

Мощность гранитного слоя в ЮКМВ изменяется от 0–2 до 10–13 км. На основании сейсмических данных установлена обратная зависимость между мощностями гранитного слоя и осадочной толщей, т.е. большим мощностям гранитного слоя соответствуют малые мощности осадочной толщи и наоборот [20]. Гранитный и базальтовый слои фундамента и их петрографический состав здесь изучены лишь по скоростям сейсмических волн и на основе данных Саатлинской СГ-1. Вследствие этого для успешного проведения разведочных работ по поиску нефти и газа в кристаллическом фундаменте необходимо более детальное изучение его состава и глубинного строения на основании комплекса аэрокосмических, геолого-геофизических работ и глубокого бурения.

На глубинных сейсмогеологических профилях (см. рис. 2, 4, 5), положение которых указано на рис. 6, нами выделены зоны относительно неглубокого залегания фундамента (в основном 4,0–7,5 км), в пределах которых целесообразно проведение детальных геолого-геофизических исследований, в случае положительных результатов возможно осуществление буровых работ.

Одной из таких территорий является Талыш-Вандамский выступ, или Геокчай-Саатлинская

зона поднятий протяженностью более 300 км при средней ширине в 30–40 км (см. рис. 2). Здесь минимальная глубина залегания поверхности фундамента составляет порядка 6 км на поднятии Саатлы северная, а там где была заложена сверх-глубокая скважина СГ-1, т.е. на поднятии Саатлы южная, до 6800 м [10]. К участкам с доступной глубиной залегания поверхности фундамента (5–7 км) относятся также зона поднятия Гах-Дашноз и Алазань-Агрчайская впадина (см. рис. 3).

Согласно профилю II–II (см. рис. 4) к выступам фундамента относятся участок Бейлаган-Болуслу с глубиной залегания поверхности фундамента менее 6 км. На участках Мадраса, Ангехаран, Астраханка Шемаха-Гобустанского района и в пределах Хизинского синклиория поверхность выступа фундамента шириной более 50 км залегает на глубине 6–7 км (см. рис. 5). При этом в районе Гызмейдан имеются естественные выходы нефти, многочисленные проявления

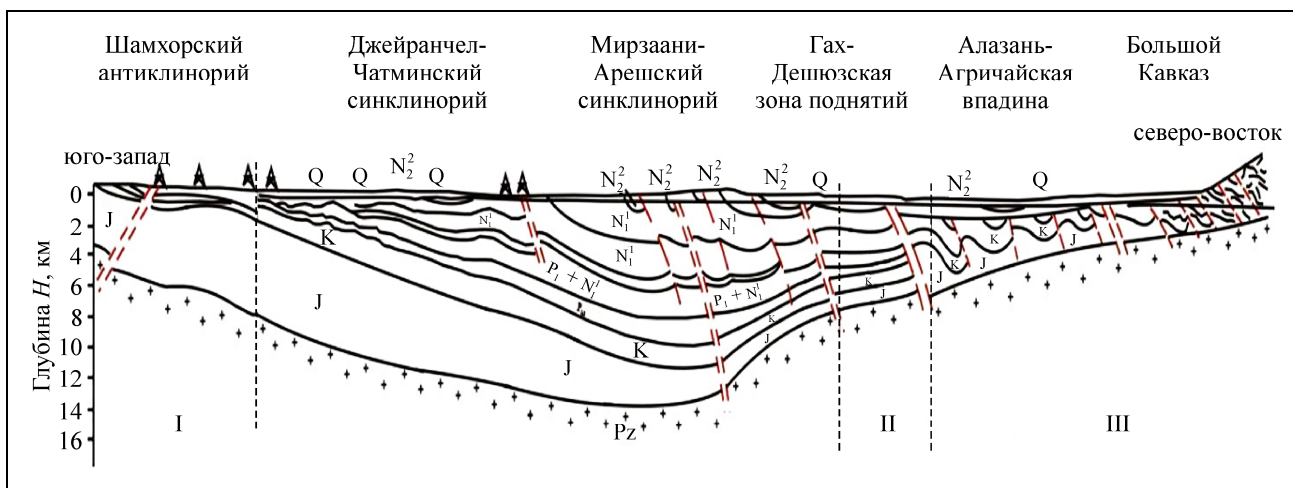


Рис. 4. Глубинный сейсмогеологический профиль I–I (по К.М. Керимову, 2003):

⊕ – кристаллический фундамент. Зоны относительно неглубокого залегания кристаллического фундамента: I – Шамхорский антиклинарий; II – Гах-Дашнозская зона поднятий; III – Алазань-Агрчайская впадина

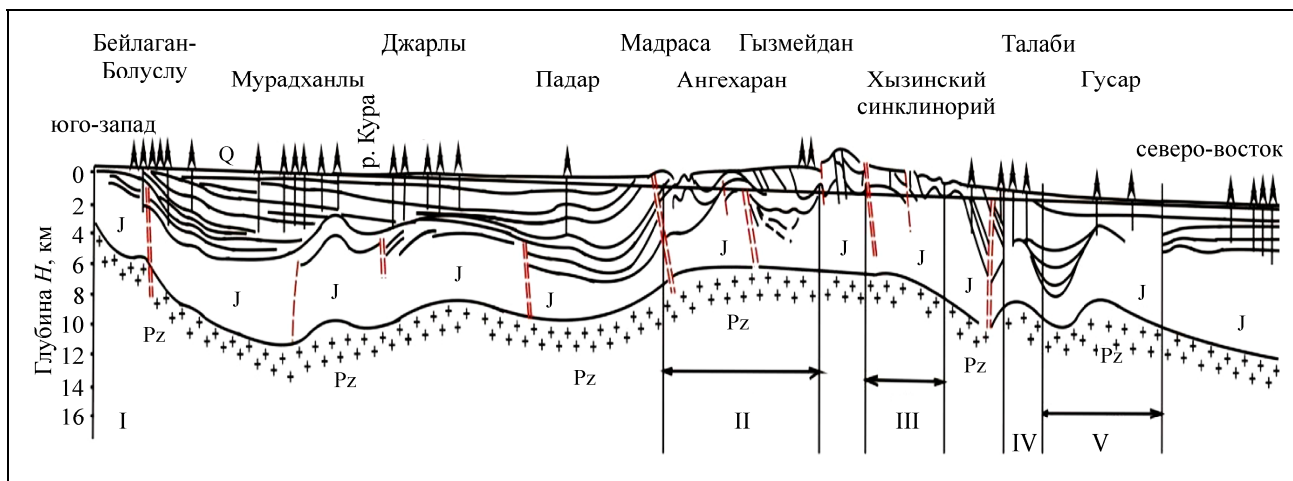


Рис. 5. Глубинный сейсмогеологический профиль II–II (по К.М. Керимову, 2003):

⊕ – кристаллический фундамент. Зоны относительно неглубокого залегания кристаллического фундамента: I – Бейлаган-Болуслу; II – Шемаха-Гобустанский район; III – Хизинский синклиорий; IV – площадь Талаби; V – Гусарский район

грязевулканизма в виде сопок, грифонов и сальз, свидетельствующие о нефтегазоносности осадочного чехла и перспективности кристаллического фундамента данной территории. Северо-восточнее Тенги-Бешбармакского антиклинория на участке Талаби и на выступе в Гусар-Хачмазском районе поверхность фундамента залегает на глубинах 6,5–7,2 км.

К относительно малым глубинам залегания поверхности фундамента также относятся зоны: Саатлы-Кюрдамирская – 7–8 км, Газахская – 3,5–4,0 км, Чахырлы-Наримановская – 1,5–2,0 км, Беласувар-Карадонлинская – 3 км и т.д. [10, 16].

Приведенные примеры свидетельствуют о том, что в пределах большинства выступов фундамента ЮКМВ их поверхности залегают

на глубинах, в основном доступных для вскрытия современной техникой бурения, и могут быть объектами для прогнозирования и проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ, в случае получения положительных результатов на основании проведения более детальных геолого-геофизических исследований.

Источниками углеводородных флюидов в залежах фундамента могут быть нефтепроизводящие осадочные толщи, нефтегазонасыщенные природные резервуары осадочного чехла, прилегающие к трещинно-кавернозным выступам фундамента, граниты метасоматического происхождения и глубинные газы, содержащиеся в самом фундаменте, в том числе и метан.

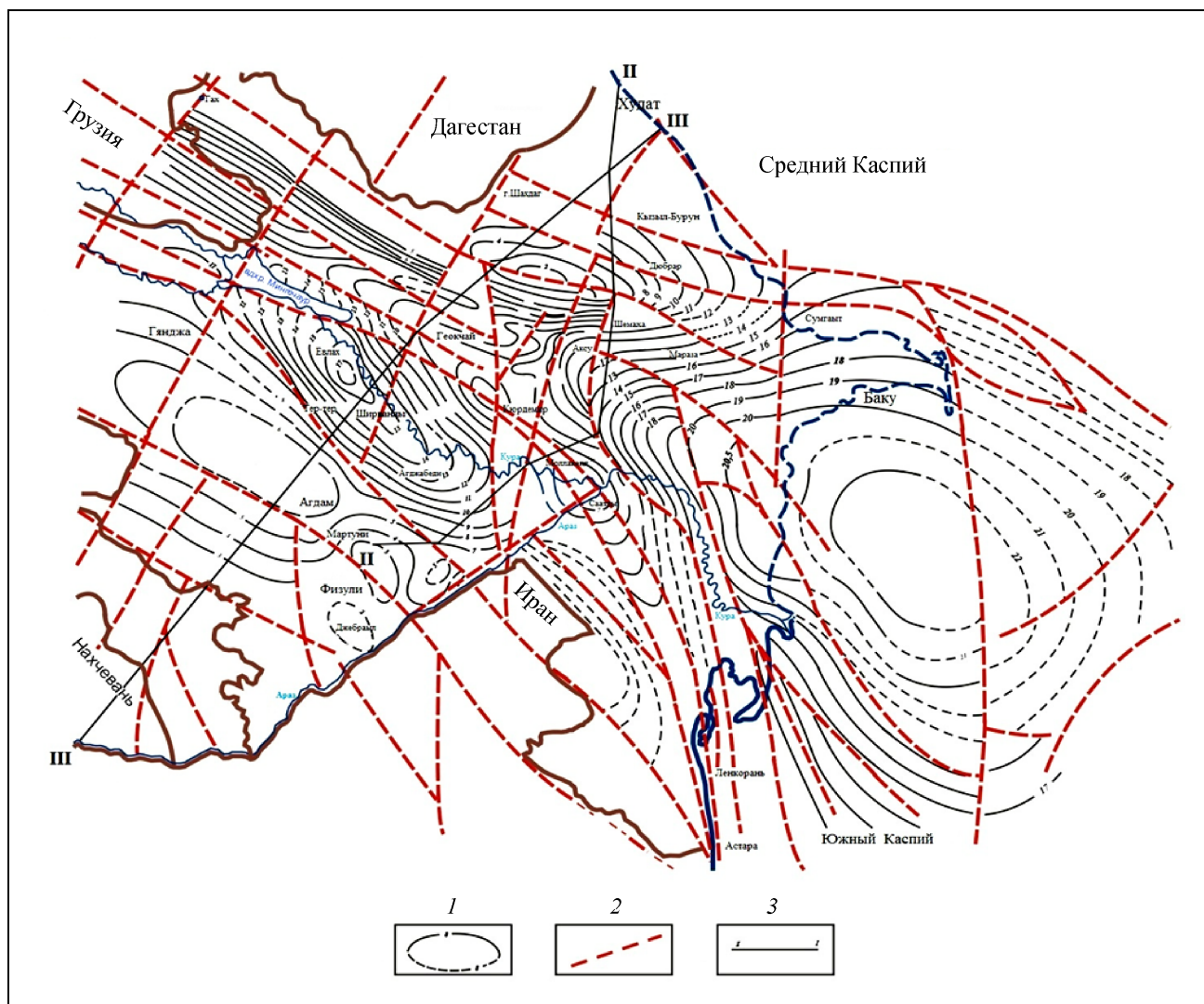


Рис. 6. ЮКМВ. Схема тектоники поверхности фундамента: 1 – глубина залегания поверхности фундамента; 2 – разрывные дислокации; 3 – линии профилей

Углеводородные скопления в фундаменте могут быть со значительным этажом продуктивности. Например, на месторождении Оймаша (Казахстан) углеводородные скопления расположены в кристаллическом фундаменте в интервале глубин от 3575 (глубина залегания поверхности фундамента) до более чем 4300 м (скв. 12, 25, 18, 31, 49 и т.д.) [3]. Пустотные пространства в КПФ не всегда могут находиться в кровельной части фундамента, особенно если это связано с трещиноватостью. Так, на месторождении Хьюгтон-Панхендл (США) нефть поступает из невыветрелых гранитов с интервала 458–1068 м, а на месторождении Ла-Пас – из трещиноватых пород фундамента в интервале глубин 910–3350 м от поверхности фундамента. На северном своде месторождения Белый Тигр первые породы-коллекторы расположены на глубине 300–500 м от поверхности фундамента. Как видно, зоны трещиноватости в кристаллических породах могут развиваться не только в приповерхностной их части, но и на глубинах в сотни метров от их поверхности. Наряду с этим КПФ характеризуются резкой фильтрационно-емкостной неоднородностью. Наконец, для объективной оценки перспектив нефтегазоносности выступов фундамента, обладающих емкостными характеристиками, необходимо определить нефтегазогенерационный потенциал облегающих их осадочных толщ. В большинстве случаев промышленная нефтегазоносность территорий, смежных с выделенными выше участками фундамента ЮКМВ или надстилающего их осадочного чехла, позволяет положительно оценить прогноз нефтегазоносности выступов фундамента.

Выявление углеводородных скоплений в КПФ, связанных с различными ловушками, и оконтуривание участков, осложненных трещиноватостью, можно осуществить с помощью сейсморазведки рассеянных волн, которые характеризуются низкой интенсивностью относительно других их типов. Аномалии высоких значений энергии слабых рассеянных волн, проверенные последующим бурением, подтверждены на 83 % высокой продуктивностью скважин. Однако так

как этот тип волн характеризуется низкой интенсивностью относительно других, целесообразно комплексирование нескольких технологий, использующих этот тип волн [4].

Выводы

1. Геолого-геодинамические процессы в осадочном чехле и фундаменте земной коры приводят к образованию емкостных пространств как в осадочном чехле, так и в КПФ, благоприятных для формирования скоплений нефти и газа.

2. Высокая тектоническая, геодинамическая активность ЮКМВ и ее обрамления, уникальная мощность осадочного чехла с высоким нефтегазогенерационным потенциалом, осложненность его фундамента разномасштабными взаимопересекающимися дизъюнктивами дают основание прогнозировать в них, помимо кор выветривания, наличие зон трещиноватости и дробления, благоприятных для формирования скоплений углеводородов.

3. Поиски скоплений нефти и газа в КПФ ЮКМВ необходимо осуществлять путем выявления в них пустотных пространств, формирующихся в зонах кор выветривания, трещиноватости и дробления, контролирующих скопления углеводородов в фундаменте.

4. Скопления нефти и газа в КПФ могут сформироваться в основном за счет нефтегазогенерационного потенциала осадочных толщ. При этом не исключено, что в ЮКМВ пустотные пространства гранитных образований зон субдукции метасоматического типа могут содержать и сингенетичные углеводороды, подобно гранитам месторождения Белый Тигр.

5. В Предмалокавказском прогибе и Аджиноурской складчатой зоне прогнутые участки эффузивных магматических образований, залегающих в осадочной толще, доступны для проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ и в их подошвенной части, которая может иметь пустотные пространства за счет возникновения в них напряжений растяжения.

Список литературы

1. Тимурзиев А.И. Структура проницаемости земной коры и технологическое решение проблемы картирования очагов локализованной разгрузки глубинных флюидов в осадочном чехле // Нефть. Газ. – Набережные челны, 2010. – № 2/Н. – С. 14–19.
2. Плотникова И.Н. Нефтегазоносность кристаллических пород фундамента осадочных бассейнов Евразии. – Киев: Изд-во ИГНАН УССР, 1987. – 51 с.
3. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа / Е.Г. Арешев, В.П. Гаврилов, Ч.Л. Донг [и др.]. – М.: Нефть и газ, 1997. – 284 с.
4. Левянт В.Б., Шустер В.Л. Проблемы поисков залежей нефти (газа) в массивных породах фундамента Западной Сибири // Нефть. Газ. – Набережные челны, 2010. – №2/Н. – С. 7–9.
5. Гаврилов В.П. Геодинамика. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 342 с.
6. О принципах и методах количественной оценки углеводородных флюидов Азербайджана / К.М. Керимов, Ф.М. Гаджиев, Г.М. Алиев, А. Алиев // Сборник тезисов Азербайджанской международной геофизической конференции. – Баку, 2000. – С. 51.
7. Геология СССР. Т. XLVII: Азербайджанская ССР. Полезные ископаемые / гл. ред. А.В. Сидоренко, ред. Ш.Ф. Мехтиев, Т.Г. Гаджиев. – М.: Недра, 1976. – 407 с.
8. Еременко Н.А. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1968. – 389 с.
9. Кукуруза В.О. Возможность засасывания нефтяных углеводородов из осадочного чехла в трещиноватый кристаллический фундамент // Геология нефти и газа. – 1978. – № 9. – С. 16–21.
10. Нариманов Н.Р. Влияние геодинамических процессов на нефтегазообразование в Южно-Каспийской впадине // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 13–18.
11. Керимов К.М. Проблемы мезозойской нефти Азербайджана и пути их решения. – Баку, 2009. – 391 с.
12. Зонежтайн А.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. – М.: Недра, 1990. – Кн. 2. – С. 222.
13. Мехтиев Ш.Ф. Проблемы генезиса нефти и формирования нефтегазоносных залежей. – Баку: Изд-во АН АзССР, 1969. – 325 с.
14. Сорохтин О.Г., Ушаков С.А. Развитие Земли. – М.: Изд-во МГУ, 2002. – 559 с.
15. Муртузаев И.Р. К вопросу о границах Южно-Каспийской плиты // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 7–12.
16. Mamedov P., Babaev D. South caspian megatrough seismostratigraphy // AAPG International Conference and Exhibition. – Nice, 1995. – P. 14.
17. Рахманов Р.Р. Грязевые вулканы и их значение в прогнозировании газонефтеносности недр. – М.: Недра, 1987. – 271 с.
18. Якубов А.А., Ализаде А.А., Зейналов М.М. Грязевые вулканы Азербайджанской ССР. – Баку: Изд-во АН Азерб. ССР, 1971. – 256 с.
19. Керимов А.А., Гусейнов Г.М., Нариманов Н.Р. Геодинамические аспекты проявления диапиризма и грязевого вулканизма // Тезисы докладов III международной конференции Азербайджанского общества геологов-нефтяников. – Баку, 1995. – 48 с.
20. Геология СССР. Т. XLVII: Азербайджанская ССР. Геологическое строение / гл. ред. А.В. Сидоренко, ред. Ш.А. Азизбеков. – М.: Недра, 1972. – 520 с.

References

1. Timurzиеv A.I. Struktura prоницаемости zemnoi kory i tekhnologicheskoe reshenie problemy kartirovaniia ochagov lokalizovannoi razgruzki glubinnykh fluidov v osadochnom chekhle [Structure of permeability of the Earth's crust and the technological decision of the problem of the local focus of deep fluid unload mapping]. *Exposition Oil & Gas*. Naberezhnye chelny, 2010, no.2/H, pp.14-19.
2. Plotnikova I.N. Neftegazonosnost kristallicheskikh porod fundamenta osadochnykh basseinov Evrazii [Oil and gas potential of crystalline basement rocks of sedimentary basins of Eurasia]. Kiev: Izdatel'stvo IGNAN USSR, 1987. 51 p.
3. Areshev E.G., GavriloV V.P., Dong Ch.L. et al. Geologiya i neftegazonosnost fundamenta Zondskogo shelfa [Geology and oil and gas potential basement Sunda Shelf]. Moscow: Neft' i gaz, 1997. 284 p.

4. Leviant V.B., Shuster V.L. Problemy pois-kov zalezhei nefiti (gaza) v massivnykh porodakh fundamenta Zapadnoi Sibiri [Problems of searching of oil and gas deposits in massive rocks of west Siberia]. *Exposition Oil & Gas. Naberezhnye chelny*, 2010, no.2/H, pp.7-9.
5. Gavrillov V.P. Geodinamika [Geodynamics]. Moscow: Izdatel'stvo RGU nefiti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2007. 342 p.
6. Kerimov K.M., Gadzhiev F.M., Aliev G.M., Aliev A. O printsipakh i metodakh kolichestvennoi otsenki uglevodorod-nykh fluidov Azerbaidzhana [About the principles and methods of quantitative estimation of hydrocarbon fluids of Azerbaijan]. *Sbornik tezisov Azerbaidzhanskoi mezhdunarodnoi geofizicheskoi konferentsii*. Baku, 2000, p.51.
7. Sidorenko A.V., Mekhtiev Sh.F., Gadzhiev T.G. (Ed.) Geologiya SSSR. Vol. XLVII: Azerbaidzhanskaia SSR. Poleznye iskopaemye [Geology of the USSR. T. XLII: Azerbaijan SSR. Minerals]. Moscow: Nedra, 1976. 407 p.
8. Eremenko N.A. Geologiya nefiti i gaza [Oil and gas geology]. Moscow: Nedra, 1968. 389 p.
9. Kukuza V.O. Vozmozhnost zasasyvaniia nefitnykh uglevodorodov iz osadochnogo chekhla v treshchinovatykh kristalli-cheskii fundament [The ability to suck of oil hydrocarbons from sedimentary cover to fractured crystalline basement]. *Geology of Oil and Gas*, 1978, no.9, pp.16-21.
10. Narimanov N.R. Vliianie geodinamicheskikh protsessov na neftegazoobrazovanie v Iuzhno-Kaspiiskoi vpadine [The impact of geodynamic processes on oil and gas formation in the South Caspian Basin]. *Azerbaijani oil industry*, 2008, no.8, pp.13-18.
11. Kerimov K.M. Problemy mezozoiskoi nefiti Azerbaidzhana i puti ikh resheniia [Problems of Mesozoic oil of Azerbaijan and ways of their solution]. Baku, 2009. 391 p.
12. Zvezhtain A.P., Kuz'min M.I., Natapov L.M. Tektonika litosfernykh plit territorii SSSR [Plate tectonics in the USSR]. Moscow: Nedra, 1990, kniga 2, p. 222.
13. Mekhtiev Sh.F. Problemy genezisa nefiti i formirovaniia neftegazonosnykh zalezhei [Problems of oil genesis and formation of oil and gas deposits]. Baku: Izdatel'stvo AN AzSSR, 1969. 325 p.
14. Sorokhtin O.G., Ushakov S.A. Razvitie Zemli [The development of the Earth]. Moscow: Izdatel'stvo MGU, 2002. 559 p.
15. Murtuzaev I.R. K voprosu o granitsakh Iuzhno-Kaspiiskoi plity [To the question of the borders of South Caspian plate]. *Azerbaijan oil industry*, 2008, no.8, pp.7-12.
16. Mamedov P., Babaev D. South Caspian Megatrough Seismostratigraphy. *AAPG International Conference and Exhibition*. Nice, 1995, p.14
17. Rakhmanov R.R. Griazevyie vulkany i ikh znachenie v prognozirovanii gazoneftnosnosti nedr [Mud volcanoes and their value in predicting the gas oil-bearing strata]. Moscow: Nedra, 1987. 271 p.
18. Iakubov A.A., Alizade A.A., Zeinalov M.M. Griazevyie vulkany Azerbaidzhanskoi SSR [Mud volcanoes of Azerbaijan SSR]. Baku: Izdatel'stvo AN Azerb. SSR, 1971. 256 p.
19. Kerimov A.A., Guseinov G.M., Narimanov N.R. Geodinamicheskie aspekty proiavlennii diapirizma i griazevogo vulkanizma [Geodynamic aspects of diapirism and mud volcanism]. *Tezisy dokladov III mezhdunarodnoi konferentsii Azerbaidzhanskogo obshchestva geologov-neftianikov*. Baku, 1995. 48 p.
20. Sidorenko A.V., Azizbekov Sh.A. Geologiya SSSR. Vol. XLVII: Azerbaidzhanskaia SSR. Geologicheskoe stroenie [Geology of the USSR. T. XLII: Azerbaijan SSR. Geological structure]. Moscow: Nedra, 1972. 520 p.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Гурбанов В.Ш., Нариманов Н.Р. Прогноз перспектив нефтегазоносности выступов фундамента Южно-Каспийской мегавпадины // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, №19. – С.132–144. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.4

Please cite this article in English as:

Gurbanov V.Sh., Narimanov N.R. Forecast of oil and gas resources located in wedges of South-Caspian mega depression basement. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no. 19, pp.132–144. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.4