УДК 553.98:552.4:551.7:551.248

doi <https://doi.org/10.31996/mru.2019.4.38-44>

А. І. ХУДУЗАДЕ, д-р філософії в галузі наук про Землю, начальник геолого-геофізичного відділу виробничого об'єднання "Азнафта", SOCAR, a.xuduzade@gmail.com,

Ш. Х. АХУНДОВ, канд. геол.-мінерал. наук, провідний науковий співробітник, Науково-дослідний і проєктний інститут нафти і газу (НДПІнафтогаз), SOCAR, akhundov.shahin@rambler.ru,

С. В. ШАБАНОВА, інженер, Науково-дослідний і проєктний інститут нафти і газу (НДПІнафтогаз), SOCAR, favor15@mail.ru,

Т. М. ІМАМАЛІЛІ, старший лаборант, відділ експериментальної петрофізики, Інститут геології і геофізики НАН Азербайджану, imamalili101@gmail.com,

О. Ш. ІСМАЙЛОВ, геолог, геолого-геофізичний відділ виробничого об'єднання "Азнафта", SOCAR, ismayilov_o@bk.ru

А. KHUDUZADE, PhD in Earth Sciences, head of Geological and Geophysical Department, Azneft Production Union, SOCAR, a.xuduzade@gmail.com,

Sh. AKHUNDV, candidate of geological and mineralogical sciences, leading researcher, Research Project Institute, SOCAR, akhundov.shahin@rambler.ru,

S. SHABANOVA, engineer, Research Project Institute, SOCAR, favor15@mail.ru,

T. IMAMALILI, senior laboratory assistant, Department of Experimental Petrophysics, Institute of Geology and Geophysics, NAS of Azerbaijan, imamalili101@gmail.com,

O. ISMAYLOV, geologist, Geological and Geophysical Department, Azneft Production Union, SOCAR, ismayilov_o@bk.ru

МОДЕЛЮВАННЯ ТЕКТОНІЧНОЇ СИТУАЦІЇ І ПРОГНОЗУВАННЯ ПРОСТОРОВОГО РОЗПОДІЛУ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ У СЕРЕДНЬОКУРИНСЬКІЙ ЗАПАДИНІ (на прикладі Гянджинського нафтогазоносного району)

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ И ПРОГНОЗ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В СРЕДНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЕ (на примере Гянджинского нефтегазоносного района)

MODELING OF THE TECTONIC POSITION AND PREDICTION OF THE SPATIAL DISTRIBUTION OF HYDROCARBON DEPOSITS IN THE MIDDLE KURA DEPRESSION (examples from the Ganja oil and gas-bearing region)

(Матеріал друкується мовою оригіналу)

Стаття продовжує цикл публікацій, присвячених прогнозуванню нафтогазоносності Середньокуринської западини.

Систематизація та аналіз великого фактичного матеріалу засвідчує, що ефективність пошуково-розвідувальних робіт на нафту й газ залежить від справедливості й правильності наукових уявлень щодо походження й закономірності локалізації вуглеводнів.

Визначені неоднорідності будови осадових басейнів і нерівномірність розміщення в них нафтогазових покладів дає змогу робити прогноз оцінку територій з огляду на історико-геологічні методи і синтезний аналіз критеріїв оцінки перспектив нафтогазоносності. Ці методи ґрунтуються на фундаментальних дослідженнях у геології, найважливішими з яких є структурно-тектонічний аналіз і генезис нафтогазоносних структур, вивчення геолого-геохімічних чинників в імітаційній моделі "рівномірне безперервне опускання" – РІБЕО, дослідження стадійності перетворення органічних речовин у катагенетичному процесі і виділення головної зони нафтогазоутворення (ГЗН і ГЗГ), прогнозування зон колекторів і покришок, вивчення розчинених у воді органічних речовин та інших гідрогеологічних чинників, сприятливих для формування, збереження покладів нафти й газу.

Аналіз історії геологічного розвитку є першим етапом досліджень під час оцінювання перспектив нафтогазоносності регіону.

У статті підставі результатів сейсморозвідувальних досліджень виконано палеотектонічні реконструкції для північно-західної зони Гянджинського нафтогазоносного району (НГР), які ілюструють карти сумарних потужностей, зображені у вигляді ізопахічного трикутника, палеотектонічні профілі і графіки величини прогинання.

Моделювання структурних поверхонь дало змогу визначити хід розвитку не тільки окремих структур, а й зазначити нові особливості у формуванні хроностратиграфічних поверхонь, дало змогу судити про тектонічний режим басейну осадоногозачинення, обґрунтувати механізм формування в осадовому чохлі Середньокуринської западини як плікативних дислокацій, так і розривних порушень і приурочених до них зон нафтогазоногозачинення.

Проведення дослідження можна розглядати як позитивний аргумент під час вибору місцезнаходження пошукової свердловини.

Ключові слова: палеореконострукції, моделювання структурних поверхонь, ізопахічний трикутник, модель нафтоутворення, сумарний імпульс тепла (СІТ), тектонічно екрановані поклади.

The article continues the series of publications devoted to the forecast of oil and gas potential in the Middle Kura Depression.

Systematization and analysis of published materials show that the effectiveness of prospecting and exploration for oil and gas depends on the fairness and accuracy of scientific ideas about the origin and patterns of hydrocarbon localization.

The established heterogeneity of the structure of sedimentary basins and the uneven distribution of oil and gas deposits in them allows us to make a predictive assessment of territories based on historical-geological methods and a synthesis analysis of criteria for assessing the prospects of oil and gas. These methods are based on fundamental research in geology, the most important of which are structural-tectonic analysis and the genesis of oil and gas-bearing structures, the study of geological and geochemical factors in the simulation model "Uniform continuous lowering"; the study of the staged conversion of organic matter in the catagenetic process.

cess and show the oil and gas windows, prediction of collector and overlying seal zones, study of organic substances dissolved in water and other hydrogeological factors contributing to the formation and prevent of oil and gas deposits.

Analysis of the geological history of the first stage of research, the assessment of petroleum potential of the region.

Based on the results of seismic surveys, we carried out paleotectonic reconstructions for the northwestern zone of the Ganja oil and gas-bearing region, which illustrate the maps of total thickness in the form of isopachic triangle, paleotectonic profiles and graphic of subsidence size.

Modeling of structural surfaces made it possible to establish the historical development of not only local structures, but also to notice new features in the formation of chronostratigraphic surfaces, and to judge the tectonic regime of the sedimentation basin, to justify the mechanism of formation in the sedimentary cover of the Middle Kura depression, both of plicative dislocation and faulting as well as zones of oil and gas accumulation associated with them.

The study can be considered as a positive argument when choosing the location of the prospecting well.

Keywords: paleoreconstruction, modeling of structural surfaces, isopachic triangle, oil formation model, total heat momentum, fault trap deposits.

Введение. Пространственным особенностям размещения, условиям формирования и уточнению строения выявленных залежей нефти и газа Среднекуринской впадины, в пределах которой выделяются нефтегазоносные районы (НГР) Мурадханлинский, Гянджинский и междуречье Куры и Габырры (рис. 1), посвящено большое количество разносторонних исследований, где использовался широкий набор показателей-критериев [7, 14, 10].

Однако, современное геологическое строение региона, как показано в большинстве обобщающих работ, является конечным результатом всех тектонических преобразований, которые на протяжении геологической эволюции оказали влияние на направленность процессов генерации углеводородов (УВ), формирование и переформирование их залежей [19, 1].

Цель проведенного исследования: историко-тектонический анализ, который является одним из определяющих факторов оценки перспектив нефтегазоносности региона.

Характер изменений во времени пространственного плана геологических поверхностей, изучение генезиса нефте-

носных структур, определение длительности пребывания нефтематеринских отложений в условиях, оптимальных для нефтегазообразования, позволили выделить и конкретизировать в исследуемом регионе перспективные зоны и участки, в пределах которых рекомендуется проведение поисково-разведочных работ.

Моделирование структурных поверхностей

Среди различных показателей, характеризующих нефтегазоносность, для обоснованного прогноза перспективных участков и места заложения поисковых скважин на неизученных или слабо изученных бурением площадях, ведущая роль принадлежит палеорекострукциям, которые являются основным дополнением к результатам сейсморазведочных исследований [17, 8].

Палеотектонический анализ северо-западной зоны Гянджинского НГР мы приводим в качестве примера. Обработка данных и моделирование структурных поверхностей проведены средствами программного пакета Surfer. Проведенный анализ иллюстрирует впервые изображенные в виде изопа-

Условные обозначения: 1 – нефтегазоносный район (НГР) междуречья Куры и Габырры; 2 – Гянджинский нефтегазоносный район; 3 – Мурадханлинский нефтегазоносный район; 4 – северо-западная зона исследования; 5 – суша; 6 – Кюрдамир-Саатлинская зона поднятий; 7 – выходы на поверхность верхнемеловых отложений; 8 – границы НГР. Разрывные нарушения по поверхности верхнего мела Среднекуринской впадины: 9 – установленные по данным сейсморазведки; 10 – зоны сложной сейсмической информации (возможные разрывные нарушения); 11 – разрывы, установленные по данным бурения; 12 – по данным геологической съемки

хического треугольника карты суммарных мощностей [8], палеотектонические профили и графики прогибания.

Современные планы по выделенным и регионально прослеживаемым отражающим горизонтам (Нуруллаев Н. М., 1992) отмечают наиболее сложный рельеф по СГ-V (верхи верхнего мела), где отчетливо выражены мелкие локальные поднятия, примыкающие к разрывным нарушениям, которые на последующих этапах тектонического развития не находят четкого отображения в особенностях строения верхних комплексов отложений (рис. 2, 3).

Палеотектонический анализ показывает, что региональные опускания в северо-западной зоне Гянджинского НГР, характерные для конца мезозойского периода, сопровождались интенсивными дифференцированными тектоническими подвижками, в результате которых происходит формирование и развитие палеоструктурных элементов: локальных поднятий; депрессий различных конфигураций и размеров; флексур, соответствующих в современном плане, разрывным нарушениям.

На карте изопакит между СГ-V и опорным горизонтом СГ-III^a (в эоцене) выделяются (рис. 2.2):

- участок относительного подъема или перемычка, где явно выражены асимметричные Нафталанское и Гёдакбозское палеоподнятия – с северо-запада ограничена флексурным изгибом слоев и расчленяет северо-запад Гянджинского НГР на западную и восточную части;

- западная часть приурочена к бортовой зоне Среднекуринской впадины, осложнена малоамплитудными флексурами, слабо выраженным палеоподнятием и палеодепрессией со сложным рельефом, продолжающей свое развитие на последующих этапах;

- восточная часть представляет собой пологое погружение поверхности верхнего мела, осложненное палеодепрессиями, между которыми к северу выделяется контролируемое флексурой палеоподнятия изометрической формы (Айриджа).

На последующих этапах развития, т. е. на картах суммарных мощностей между СГ-V и СГ-II (в низах майкопа), а также между СГ-V и СГ-I^a (размытая поверхность миоцена) поверхность верхнего мела приобретает моноклиналиное залегание (рис. 2.3, 2.4). Ведущими палеоструктурными элементами на этих этапах являются: унаследованные развивающиеся и контролируемые флексурами Айриджинское и Гёдакбозское палеоподнятия (соответственно на востоке и в центральной части), а также происходит усиление прогибания восточного участка, в результате которого фиксируется северо-западный борт Бардинского палеопрогиба и палеодепрессия в западной части, рельеф которой представлен крутыми склонами.

Карты изопакит серии, заключенной между СГ-III^a и вышележающими опорными горизонтами СГ-II и СГ-I^a, представляют собой моноклинали, где отражается главным образом региональный юго-восточный наклон зоны (рис. 2.6, 2.7). Сохраняется режим непрерывного осадконакопления и в общем происходит захоронение ранее сформированного палеоплана. Фиксируется валоподобный участок в центральной части, в котором выделяются незначительные по размерам купола небольшой амплитуды, представленные в современном плане структурами Дуздаг, Гёдакбоз и Боздаг, в западной части – котловина, примыкающая к флекуре, и на юго-востоке – палеопрогиб.

Подвижки положительного знака на западном участке, вызвавшие отступление миоценового моря, слабая актив-

Рис. 2. Изопакитический треугольник (по данным сейсморазведочных работ МОГТ на площадях Дуздаг-Евлах-Айриджа и Нафталан-Карадаглы)

Схематические структурные карты по сейсмическим горизонтам (по материалам Управления разведочной геофизики с-п № 16/90): 1 – СГ-V (верхи верхнего мела); 5 – СГ-III^a (в эоцене); 8 – СГ-II (в низах майкопа); 10 – СГ-I^a (размытая поверхность миоцена)

Условные обозначения: I – изолинии сейсмических горизонтов; II – зоны сложной сейсмической информации, связанные с возможными разрывными нарушениями; III – зоны сложной сейсмической информации, обусловленной сложностями геологического строения; IV – разрывные нарушения по данным бурения; V – примерное положение линии выклинивания СГ-IV (низы эоцена); VI – поднятия, выявленные сейсморазведкой; VII – скважины глубокого бурения

Карты изопакит, заключенные между сейсмическими горизонтами: 2 – СГ-V и СГ-III^a; 3 – СГ-V и СГ-II; 4 – СГ-V и СГ-I^a; 6 – СГ-III^a и СГ-II; 7 – СГ-III^a и СГ-I^a; 9 – СГ-II и СГ-I^a

Рис. 3. Палеотектонические профили по линии Дальмамеды-Бозери-Дуздаг (по данным сейсморазведки и бурения)

Условные обозначения: 1 – разрывные нарушения по данным сейсмики; 2 – поисково-разведочные скважины; 3 – сейсмический горизонт (СГ), характеризующий размытую поверхность акчагыльских отложений (N_2^{ak}); 4 – СГ, характеризующий размытую поверхность продуктивной толщи (N_2^{pb}); 5 – СГ, характеризующий размытую поверхность миоценового комплекса (N_2^{+3}); 6 – СГ, характеризующий размытую поверхность майкопских отложений ($N_1^{+P_3}$); 7 – размытая поверхность верхнего эоцена (P_2^3); 8 – СГ-III размытая поверхность среднего эоцена (P_2^2); 9 – СГ-“Р” размытая поверхность верхнемеловых отложений (K_2)

ность структуроформирующих движений в центральной части, продолжающееся погружение и осадконакопление на востоке – отражаются на карте изопакит между СГ-II и СГ-Ia – последней пары литолого-стратиграфического комплекса – минимальными толщинами на западе и максимальной суммарной мощностью отложений на востоке (рис. 2.9, 3).

Проведенная реконструкция тектонической ситуации позволяет сделать следующие выводы:

- в процессе исторического развития участки палеодепрессий, меняя свои размеры и очертания, смещались во времени и пространстве;
- сохранившая устойчивое положение в различные периоды геологической истории флексура, отделяющая центральный участок от западного, является региональным нарушением;
- локальные поднятия, не проявляющиеся в вышележащих отложениях, генетически связаны с разрывами.

Изучение тектонического фактора

Учитывая общетеоретические представления [19, 20, 5, 6] и обобщая установленные закономерности [4, 12, 15, 3], можно обосновать механизм структуроформирующих процессов, таких как формирование пликтивных дислокаций и разрывных нарушений различных порядков в осадочном чехле Среднекуринской впадины.

Современные взгляды на развитие земной коры подчеркивают, что наиболее универсальным механизмом для

складкообразовательных процессов являются горизонтальные движения. В результате сжатия земной коры и ее осадочного чехла как на платформенных, так и в орогенных областях создается складчатость [18].

Конец мезозоя в планетарном масштабе соответствует ларамийской фазе альпийского тектогенеза. Доминирующей чертой развития, определившей общую структуру поверхности верхнего мела, является усиление тектонической активности, связанное с этой фазой, непосредственно влияющей на формирование разрывов [2].

По разломам фундамента господствующие в региональном плане напряжения растяжения, передаваясь в осадочный чехол, способствовали возрождению секущих структурный этаж региональных нарушений. Напряжения сжатия, которые возникают вблизи региональных нарушений, влияют как на формирование незначительных по размерам пологих пликтивных дислокаций, так и на образование локальных разрывов, сопутствующее региональным. Параллельные и ответвляющиеся локальные разрывы, которые имеют или могут иметь развитие в пределах одной геологической формации или одного горизонта, разбивают отдельные элементы структур на блоки. Кратковременное, но интенсивное проявление разрывных дислокаций отмечается на границе верхнего эоцена и олигоцена – нижнего миоцена (майкопская толща), характеризующей пиренейскую фазу складча-

Рис. 4. Совмещение тектонических циклов с темпами прогибания
а – Средняя скорость поэтапного прогибания. I зона – площади: Мурадханлы, Зардоб, Барда, Джафалы, Шихбаги, Сеюдляр, Ширванлы, Тазакенд, Карванд; II зона – площади: Бозери, Советляр, Агджабеди, Дальмамедлы

б – Эволюция глубины залегания и прогрева отложений верхнего мела северо-западной зоны Гянджинского НГР (с учетом данных М. А. Рзаева, Р. Д. Шарифова). Площади: 1 – Фахралы; 2 – Бозери; 3 – Дальмамедлы; 4 – Дуздаг; 5 – Барда; 6 – температура по скважинам; 7 – расчетные значения палеотемпературы; 8 – вступление отложений в ГЗН, начало главной фазы нефтеобразования, граница прото- и мезокатагенеза; 9 – уровень ГЗН, где наступает максимум ГФН (середина градации катагенеза МК₂)

тости. Именно на этом этапе осадконакопления фиксируется период, завершающий как формирование региональных нарушений, так и локальных разрывов по верхам нижнего структурного этажа, к которым приурочены зоны нефтегазоаккумуляции [3].

Таким образом, основное влияние на происхождение и развитие локальных и крупных структур Среднекуринской впадины, которое оставляет большой отпечаток на их современных морфологических чертах и способствует распределению нефтеносности, оказала дизъюнктивная тектоника.

В целом по Среднекуринской впадине выделяются зоны с характерными геологическими особенностями (моноклинально-ступенчатое погружение на север – северо-восток, осложненное как разрывными нарушениями, так и пологими поднятиями в виде выступов и редких антиклинальных складок), которые отличаются по темпам погружения (рис. 4а). Непосредственно в самом Евлах-Агджабединском прогибе (современном) контраст в характере вертикальных движений позволяет выделить два этапа развития, что

отражается на графике средних скоростей прогибания, где, начиная с верхов мезозоя, имели место следующие фазы альпийского цикла тектогенеза – ларамийская (поздний мел-палеоген); пиренейская (эоцен-олигоцен); савская (в конце майкопской эпохи); штирийская (в начале миоцена); аттическая (верхний миоцен – нижний плиоцен); валахская (верхний плиоцен – четвертичное время) [21]. Скорость осадконакопления первого этапа, к которому относятся отложения верхнего мела, палеогена и эоцена, изменяется в пределах 19,6–24,5 м/млн лет в зонах: Мурадханлы-Джафалы; Зардоб-Шихбаги-Сеюдляр; Мирбашир-Ширванлы-Барда; Амирарх-Зап. Амирарх-Пираза; Тазакенд-Карванд (рис. 4а). Несколько медленные темпы погружения и накопления осадочных пород в пределах 10–11,4 м/млн лет характеризуют зоны Агджабеды-Советляр и Дальмамедлы-Бозери. Второй этап соответствует в основном олигоцен-неоген – четвертичному отрезку геологического развития и характеризуется скоростями осадконакопления в пределах от 100 до 165,6 м/млн лет. Несколько замедленными темпами погружались площади Агджабеды-Советлярской зоны – 84 м/млн лет, а в зоне юго-западного борта эти отложения уничтожены последующим размывом (восстановленные их мощности также свидетельствуют о низком темпе погружения).

Выделение зон нефтегазообразования

Сложная геологическая история региона в позднегеосинклинальной и орогенной стадиях развития оказала влияние и на процессы нефтегазообразования. Используя расчеты суммарных импульсов тепла для Евлах-Агджабединского прогиба, которые выполнили М. А. Рзаев и Р. Д. Шарифов (Рзаев М. А., Ахундов Ш. Х., 1990), мы построили серии эволюционно-динамических моделей нефтегазообразования по различным площадям Среднекуринской впадины [11].

Сводная модель нефтегазообразования для вскрытых отложений верхнего мела северо-западной зоны Гянджинского НГР отражает условия погружения верхнемеловой поверхности по отдельным площадям в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и представлена на рис. 4б. Кривые отмечают неодинаковые скорости прохождения и длительность пребывания в ГЗН верхнемеловых отложений. Если на площадях Фахралы, Бозери и Дуздаг верхнемеловые отложения находятся на начальном этапе главной фазы нефтеобразования (ГФН), а на площади Барда – завершения ГФН, то на площади Дальмамедлы отложения верхнего мела не вошли в ГЗН, т. е. находятся на стадии протокатагенеза. Эоцен в рассматриваемой зоне находится в аналогичной ситуации (Рзаев М. А., Ахундов Ш. Х., 1990).

Таким образом, верхнемеловые и эоценовые отложения северо-западной зоны Гянджинского НГР по палеогеотермическому прогнозируемому критерию не перспективны для промышленных скоплений УВ, образовавшихся за счет собственного продуцирования на месте.

Особенности формирования залежей УВ в эоцен-верхнемеловых отложениях Евлах-Агджабединского прогиба можно объяснить миграцией флюидов из более высокотемпературных зон по тектоническим нарушениям в трещиновато-пористо-кавернозные коллекторы, имеющие, как правило, причудливые контуры распространения в пространстве.

Рекомендации на проведение поисково-разведочных работ. В пределах рассматриваемой зоны Гянджинского НГР к настоящему времени промышленная нефтегазоносность

Рис. 5. Гянджинский нефтегазоносный район (северо-западная зона). Схематические структурные карты:
а) по кровле нижнеэоценовых отложений площади Дальмамедлы; б) по кровле нижнеэоценовых отложений площади Газанбулаг-Борсунлы; в) по кровле V горизонта площади Нафталан (по данным Б. К. Бабазаде, А. А. Али-заде, В. Ю. Керимова)

установлена в палеогеновых отложениях (низы майкопа, эоцен) на площадях: Дальмамедлы, Аджидере, Казанбулаг, Нафталан, Борсунлы, где продольные и поперечные разрывы осложняют выявленные залежи (рис. 5). В единичных скважинах, пробуренных на площадях Дальмамедлы, Казанбулаг и Борсунлы, были отмечены нефте- и газопроявления из нижележащих отложений (палеоцен, верхний мел) [14, 10].

Приведенный краткий обзор указывает на благоприятные условия формирования и перспективы поисков различных типов сложно экранированных (неантиклинальных) ловушек. Теоретическое обоснование и вопросы методики поисков и разведки неантиклинальных залежей достаточно подробно рассмотрены в монографии В. Ю. Керимова [9], где основное внимание уделяется литологическим и стратиграфическим ловушкам. Однако анализ материалов по изученным бурением площадям Среднекуринской впадины показал, что в подавляющем большинстве случаев, выявленные залежи УВ контролируются различного типа нарушениями в сочетании с литологическим и стратиграфическим факторами [3].

Перспективы по мезозойским и эоценовым отложениям связаны с палеоподнятиями, нарушенными крупными и мелкими дизъюнктивными дислокациями, т. к. в пределах таких палеоподнятий, как утвердившаяся закономерность, расположены зоны повышенной пористости и максимальных эффективных мощностей [22]. Учитывая приуроченность залежей в основном к низам разреза, поиски в майкопской толще целесообразно осуществлять попутно при проектировании на эоцен или меловые отложения.

Исходя из конкретных геологических условий и общих закономерностей строения сложно построенных залежей УВ в Куринской впадине, в рассматриваемой зоне рекомендуется заложение двух глубоких поисковых скважин с целью вскрытия и уточнения стратиграфического положения отражающих горизонтов, изучения нефтеносности верхнего мела и низов палеогеновых отложений (майкопских и эоценовых): 1) на Айриджинском выступе в зоне выклинивания СГ-III^а с проектной глубиной 6500 м; 2) к юго-востоку от скв. 1М на площади Борсунлы с про-

ектной глубиной 6000 м, расположенной вблизи регионального нарушения.

В заключение необходимо подчеркнуть, что проведение дополнительного комплекса исследований (сейсморазведочные работы МОГТ-3D отдельных площадей, зон, районов; использование системы “Basin Modeling”) позволит детализировать роль разрывных нарушений и конкретизировать местоположение ловушек разнородных экранов; восстановить термическую историю бассейна, определить изменения степени катагенеза ОВ и др.

Выводы

Реконструкция тектонической ситуации позволяет сделать следующие выводы:

- дизъюнктивная тектоника имеет широкое распространение, неравномерное по стратиграфическому разрезу, протяженности и глубине проникновения, непосредственно влияет на формирование структур в верхнемеловых и эоценовых отложениях и на палеоструктурных картах фиксируется сгущением изопахит;
- неравномерная скорость прогибания и осадконакопления на отдельных участках в пределах одной и той же геотектонической области, в частности северо-западной зоне Гянджинского НГР, создали разные палеогеотермические условия, что подчеркивает невысокий генерационный потенциал вскрытых отложений верхнего мела и эоцена, т. е. породы, залегающие выше глубины 3500 м, соответствуют зоне протокатагенеза, в которой нефтегазообразование протекает малоинтенсивно, а на глубинах более 3500 м – соответствует зоне мезокатагенеза, т. е. главной зоне нефтеобразования;
- дальнейшие перспективы нефтегазоносности региона следует связывать со сложно построенными (тектонически экранированными) ловушками на склонах депрессий и с глубокозалегающими отложениями олигоцен-миоцена (низы майкопа), эоцена (средний) и мезозоя (верхнего и нижнего мела).

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев Аждар. Внутренние впадины Азербайджана и оценка их перспектив нефтегазоносности. – Баку: Nafta-Press, 2003. – 319 с.

2. Ахмедбейли Ф. С., Исмаил-заде А. Д., Кенгерли Т. Н. Геодинамика Восточного Кавказа в Альпийском тектоно-магматическом цикле (Азербайджан)//Труды Ин-та геологии НАН Азербайджана. – Баку: Nafta-Press, 2002. – № 30. – С. 36–47.
3. Ахундов Ш. Х. Перспективы поисков сложнопостроенных залежей углеводородов (УВ) в Куринской впадине//Научные труды Научного исследовательского проектного института “Нефтегаз”. – 2011. – № 3. – С. 20–23.
4. Бабазаде Б. К. Классификация залежей и месторождений нефти и газа Азербайджана и рациональная методика их разведки. – Москва: Изд-во “Недра”, 1964. – 304 с.
5. Высоцкий И. В. Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях. – М.: Недра, 1971. – 392 с.
6. Гаврилов В. П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазоаккумуляции. – Москва: Недра, 1975. – 272 с.
7. Гаджизаде Ф. М. Геологическое строение и нефтегазоносность Среднекуринской впадины Азербайджана (на азерб. языке). – Баку: Адилголы, 2003. – 380 с.
8. Кабышев Б. П. Палеотектонические исследования и нефтегазоносность в авлакогенных областях. – Ленинград: Изд-во “Недра”, 1987. – 191 с.
9. Керимов В. Ю. Поиски и разведка залежей нефти и газа в стратиграфических и литологических ловушках. – М.: Недра, 1987. – 207 с.
10. Кочарли Ш. С. Проблемные вопросы нефтегазовой геологии Азербайджана. – Баку: Изд-во “Ганун”, 2015. – 280 с.
11. Лопатин Н. В. Образование горючих ископаемых. – М.: Недра, 1983. – 191 с.
12. Мамедов А. В. Геологическое строение Среднекуринской впадины. – Баку: Изд-во “Элм”, 1973. – 194 с.
13. Машкович К. А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. – М.: Изд-во “Недра”, 1970. – 152 с.
14. Рахманов Р. Р. Закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа в мезокайнозойских отложениях Евлах-Агдабейнского прогиба. – Баку: Текнур, 2007. – 192 с.
15. Рзаев М. А., Мустафаев Ш. А. Историко-геологические методы прогнозирования перспектив нефтегазоносности локальных ловушек//Сб. научн. тр. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. – АЗНИПИнефть, 1988. – С. 36–43.
16. Рустамов Р. И., Ахундов Ш. Х., Рустамова Х. Р. Геотермическое поле глубокозалегающих комплексов отложений Куринской впадины//Научно-технический вестник: Каротажник. – Тверь, 2013. – № 7 (229). – С. 57–63.
17. Сейфуль-Мулюков Р. Б. Палеотектонические факторы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. – Москва: Изд-во “Наука”, 1983. – 272 с.
18. Сорохтин О. Г., Ушаков С. А. Развитие Земли: Учебник. – М.: Изд-во МГУ, 2002. – 560 с.
19. Хаин В. Е. Региональная тектоника. Основы геотектоники. – М.: Недра, 1971. – 548 с.
20. Янишин А. Л., Гарецкий Р. Г. Методы изучения тектонических структур. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – Вып. 1.
21. International chronostratigraphic chart. – 2017/02 www.stratigraphy.org.
22. Rustamov R. I., Akhundov Sh. Kh. Concerning Potential Discovery of Hydrocarbons Entrapped in Low-Permeable Eocene Reservoirs, Mid Kur River Trough, Azerbaijan//Azerbaijan Oil Industry. – 2009. – № 1. – С. 38–41.

REFERENCES

1. Aliev Azhdar. The internal depressions of Azerbaijan and the assessment of their prospects for oil and gas. – Baku: Nafta-Press, 2003. – 319 p. (In Russian).
2. Ahmedbeyli F. S., Ismail-zade A. D., Kengerli T. N. Geodynamics of the East Caucasus in the Alpine tectonic-magmatic cycle (Azerbaijan)//Trudy In-ta geologii NAN Azerbajdzhana. – Baku: Nafta-Press, 2002. – № 30. – С. 36–47. (In Russian).
3. Akhundov Sh. H. Prospects for the search for complex hydrocarbon deposits (HC) in the Kurinsky Depression//Nauchnye trudy Nauchnogo issledovatel'skogo proektnogo instituta “Neftegaz”. – 2011. – № 3. – P. 20–23. (In Russian).
4. Babazade B. K. Classification of deposits and oil and gas fields of Azerbaijan and rational methods for their exploration. – Moskva: Nedra, 1964. – 304 p. (In Russian).

5. Vysockij I. V. Formation of oil fields in folded areas. – Moskva: Nedra, 1971. – 392 p. (In Russian).
6. Gavrilov V. P. The effect of faults on the formation of oil and gas accumulation zones. – Moskva: Nedra, 1975. – 272 p. (In Russian).
7. Hajizadeh F. M. Geological structure and oil and gas potential of the Srednekurinsky depression of Azerbaijan. – Baku: Adilogly, 2003. – 380 p. (In Azerbaijan).
8. Kabyshev B. P. Paleotectonic studies and oil and gas potential in aulacogenic areas. – Leningrad: Nedra, 1987. – 191 p. (In Russian).
9. Kerimov V. Yu. Searches and exploration of oil and gas deposits in stratigraphic and lithological traps. – Moskva: Nedra, 1987. – 207 p. (In Russian).
10. Kocharli Sh. S. Problematic issues of oil and gas geology of Azerbaijan. – Baku: Ganun, 2015. – 280 p. (In Russian).
11. Lopatin N. V. The formation of fossil fuels. – Moskva: Nedra, 1983. – 191 p. (In Russian).
12. Mamedov A. V. Geological structure of the Srednekurinsky depression. – Baku: “Jelm”, 1973. – 194 p. (In Russian).
13. Mashkovich K. A. Methods of paleotectonic studies in the practice of oil and gas exploration. – Moskva: Izd-vo “Nedra”, 1970. – 152 p. (In Russian).
14. Rahmanov R. R. Patterns of formation and distribution of oil and gas deposits in the Mesozoic Cenozoic deposits of the Yevlakh-Agjabadi deflection. – Baku: Teknur, 2007. – 192 p. (In Russian).
15. Rzaev M. A., Mustafayev Sh. A. Historical and geological methods for predicting the prospects of oil and gas potential of local traps//Sb. nauchn. tr. Geologija i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij Azerbajdzhana. – AzNIPIneft, 1988. – P. 36–43. (In Russian).
16. Rustamov R. I., Akhundov Sh. H., Rustamova H. R. Geothermal field of deep-seated complexes of deposits of the Kurinsky Depression//Nauchno-tehnicheskij vestnik. Karotazhnik. – Tver, 2013. – № 7 (229). – P. 57–63. (In Russian).
17. Seifull-Muljukov R. B. Paleotectonic factors of oil and gas formation and oil and gas accumulation. – Moskva: Izd-vo “Nauka”, 1983. – 272 p. (In Russian).
18. Sorohtin O. G., Ushakov S. A. Earth Development: A Textbook. – Moskva: Izd-vo MGU, 2002. – 560 p. (In Russian).
19. Hain V. E. Regional tectonics. Fundamentals of geotectonics. – Moskva: Nedra, 1971. – 548 p. (In Russian).
20. Yanshin A. L., Gareckij R. G. Methods of studying tectonic structures. – Moskva: Izd-vo AN SSSR, 1960. – Iss. 1.
21. International chronostratigraphic chart. – 2017/02 www.stratigraphy.org.
22. Rustamov R. I., Akhundov Sh. Kh. Concerning Potential Discovery of Hydrocarbons Entrapped in Low-Permeable Eocene Reservoirs, Mid Kur River Trough, Azerbaijan//Azerbaijan Oil Industry. – 2009. – № 1. – P. 38–41.

Рукопис отримано 6.05.2019.