

УДК 55(479.24)

**ЗОНЫ ГЕНЕРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ
В РАЙОНЕ МЕЖДУРЕЧЬЯ КУРЫ И ГАБЫРРЫ (АЗЕРБАЙДЖАН)**

Магеррамов Бакир Исмаил оглы – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заведующий лабораторией «Анализ результатов поисково-разведочных работ и обоснования бурения скважин» НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, bakir.maharramov@socar.az

Аббасов Гасым Аббас оглы – магистр, ст. научный сотрудник лаборатории «Гидрогеология и гидрохимия» НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, abbasov.qasim@gmail.com

Асланов Бахрам Шахин оглы – студент 2-го курса магистратуры, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, bsaslanov@gmail.com

Аннотация: на большей части территории района междуречья Куры и Габырры отложения верхнего мела достигли основного этапа нефтеобразования (МК2...МК3). Вдоль по разрезу снизу-вверх основная зона нефтеобразования постепенно сужается и является минимальной в отложениях среднего эоцена и майкопа. Отложения верхнего эоцена и майкопа расположены на локальных участках зоны нефтеобразования. Изучение углеводородных свойств этих отложений показывает, что органическими веществами и битуминоидами наиболее изобилуют отложения майкопа, а наименьшее содержание их отмечается в отложениях мела. По степени зрелости отложения чокрака и майкопа являются наименее зрелыми. Несмотря на то, что в эоценовых отложениях степень зрелости органических веществ выше чем в отложениях майкопа, они не выходят за пределы стадии протокатагенеза. Степень зрелости отложений мела значительно выше, чем степень зрелости эоценовых отложений, и соответствует началу стадии углеобразования.

В результате проведенных исследований было выявлено два основных направления миграции по отложениям верхнего мела и эоцена. Одно из них – это миграция от севера на юг в северо-западной части района. В данном направлении расположены структуры Дамир-тапа-Удабно, Садждаг, Джахандар и Молладаг. Второе направление миграции расположено на северо-востоке юго-восточной части района и направлено с севера к структурам Агтепе, Боюк Палантокян, Коллуг, Гюрзюндаг, Кичик Палантокян и Тарсдалляр. Флюиды, мигрирующие в этих направлениях, имели возможность аккумулироваться в антиклинальных и неантиклинальных ловушках, встречающихся на их пути.

Палеоструктурные исследования указывают на то, что на территории района междуречья Куры и Габырры имелись соответствующие условия для образования наряду с антиклинальными залежами также и неантиклинальных залежей. В отложениях среднего эоцена залежи структурно-литологического типа, в основном, могут образовываться на северо-восточных крыльях палеоструктур. Долины древних рек, прослеженные на определенном расстоянии по данным сейсмической съемки, имели условия благоприятные для образования литологических и палеогеоморфологических типов залежей, а в ловушках, ограничивающихся региональными и некоторыми локальными разломами – тектонически экранированных залежей.

Ключевые слова: геология, тектоника, литология, литофация, структура, поднятие, антиклиналь, синклиналь, надвиг, отложение, Мезозой, Эоцен, Кайнозой, Палеоген-Миоцен, Майкоп.

Одним из основных факторов при изучении перспективности отложений в нефтегазоносных районах и при определении перспективных направлений поисковых работ в будущем, является изучение зон генерации углеводородов в осадочных бассейнах. В данной работе мы попытались по возможности определить зоны генерации углеводородов посредством изучения палео-

геологии осадочного бассейна, существовавшего в данном районе.

Палеоструктурное положение поверхности отложений верхнего мела по отношению к концу Эоцена, Майкопа и Миоцена (рис. 1...3) указывает на то, что на юго-востоке нефтегазоносного района междуречья Куры и Габырры активными тектоническими зонами являлись площади Тарсдалляр, Кейрук-Кейлан, Гюрзюндаг и Западный Гюрзюндаг.

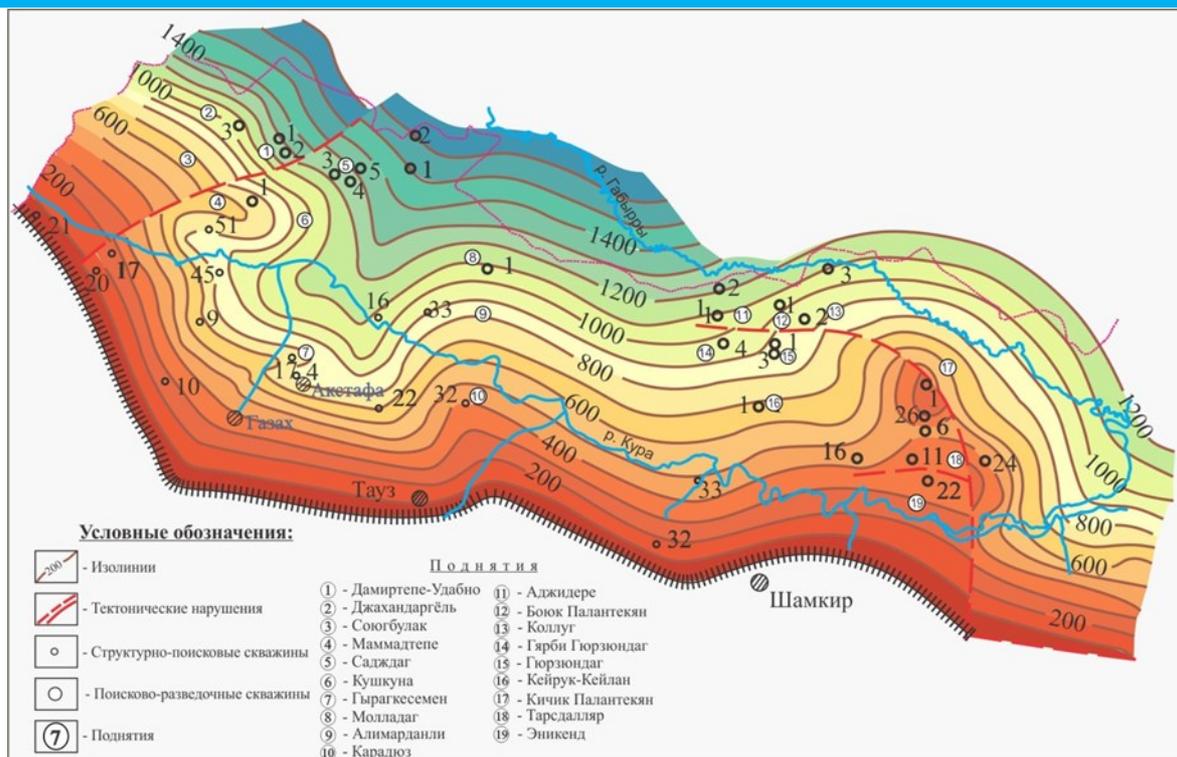


Рис. 1. Палеоструктурное положение поверхности мезозоя к концу эоцена

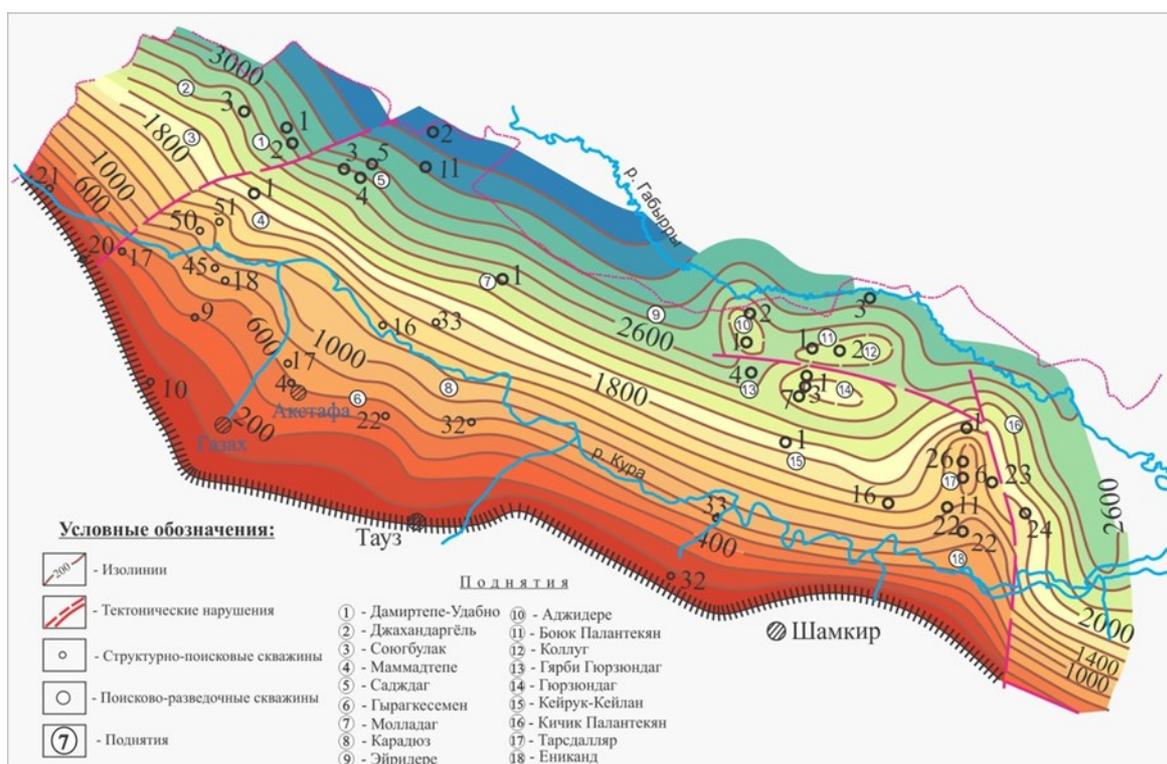


Рис. 2. Палеоструктурное положение поверхности мезозоя к концу майкопа

Тардаллярская антиклиналь расположена над древним поднятием, что подтверждается ее отражением в геологических данных (рис. 1). Площади, находящиеся в северо-восточной части района междуречья Куры и Габырры, расположены в палеовпадине. Если принять равными скорости осадконакопления, то их значение будет составлять 195 м/млн. лет, что указывает на большую интенсивность погружения [1, 2]. Несмотря на наличие палеоподнятий вся северо-восточная часть района является составной частью единой палеовпадины. Размеры палеовпадины составляют 50...60×25...30 км.

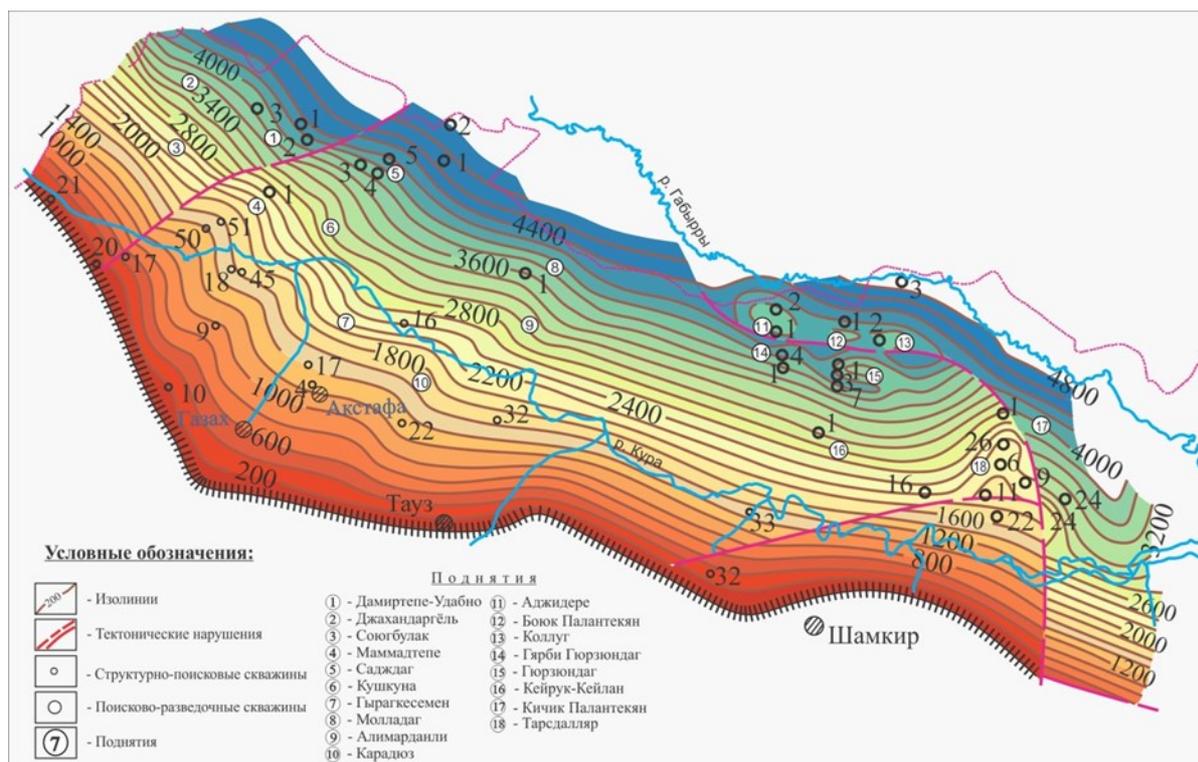


Рис. 3. Палеоструктурное положение поверхности мезозоя к концу миоцена

В северо-западной части района выделено палеоподняtie охватывающее площади Джандаргель, Союмбулак и Мамедтепе, что отражается на палеоструктурных картах [3, 4]. Другое палеоподняtie отмечается на участке современных структур Алимарданлы и Гафландере.

Зоны высокой пористости отложений верхнего мела соответствуют активным тектоническим участкам палеоструктур поверхности мезозоя к концу эоцена и в олигоцен-миоцене. Они, в основном, охватывают территорию палеоподнятий [2, 3]. Такое древнее подняtie расположено в районе скважин 26, 6 и 5 на площади Тарсдалляр. Другое древнее подняtie находится на площадях Джандаргель и Союмбулак на западе нефтегазоносного района. Пористость на этих участках возрастает с 3,1 % до 19,7 %.

Литологический состав верхнемеловых отложений на вышеперечисленных площадях состоит из осадочных и осадочно-вулканогенных пород, состоящих из глинистых известняков, мергелей, алевролитов, туфов и туфовых алевролитов с примесью осколков порфирита [4, 5].

Состоящие, в основном, из трещиноватых пород коллектора среднего эоцена включают в себя, главным образом, мергели, туфо-

вые песчаники, туфовые алевролиты и глинистые песчаники. Здесь выделяются две структурно-тектонические зоны, которые совпадают с зонами верхнего мела. Одной из этих зон является Тарсдалляр-Гюрзюндаг, а другой – Саджаг-Дамиртапа-Удабно-Джандаргель. Переходным участком между двумя этими зонами является подняtie Молладаг.

Геохимические исследования указывают на то, что наименьшее количество органических веществ встречается в верхнемеловых отложениях. Сравнительно большее количество органических веществ содержится в вулканогенных породах 0,03...0,19 % (туфовые песчаники), глинах и мергелях 0,15...0,3 %. В отложениях палеогена количество органических веществ по сравнению с верхнемеловыми является более высоким. Количество органических веществ в глинах и аргиллитах эоцена на площадях Тарсдалляр и Молладаг варьируется в пределах 0,22...0,7 %. В большинстве пород преобладают битумы хлороформного типа. Это в свою очередь указывает на синтез битумов.

Исследования хроматографии газожидкости указывают на трансформацию битумов в породах верхнего мела и палеогена из планктонов морских и континентально-озерных бассейнов. По степени зрелости

органические вещества в отложениях верхнего мела были более подвержены катагенезу по сравнению с палеогеновыми. По типу битумов в верхнемеловом периоде они прошли стадию бурого угля [1, 6].

По результатам изучения битумов методом хроматографии газа-жидкости, а также по показателям палеотемператур и тепловых импульсов в отложениях верхнего мела и эоцена были выделены главная зона нефтеобразования (ГЗН) и главная зона газообразования (ГЗГ). Верхняя граница нефтеобразования в отложениях эоцена проходит по Джандаргель, Дамиртапа-Удабно, Ортагаш и Садждагу (скважина 1) и, простираясь дальше в северо-восточном направлении, выходит за пределы Республики. На востоке эта зона проходит по выступу Гарадюз, Годекдаш, а также по Джейранчель и Кичик Палантокану. Дальше эта граница проходит по скважинам № 6 и 18 площади Тарсдалляр и простирается в сторону опущенного блока скважины № 24. Максимальное значение фазы нефтеобразования проходит по северу и северо-западу нефтегазоносного района междуречья Куры и Габырры и пересекает площади Дамиртапа-Удабно, Садждаг, Ахтахтатапа, Гюрзюндаг и Кесемен. По отложениям верхнего мела верхняя граница (ГЗН) проходит по Джандаргель, Союгбулак, северу Молладага, югу Годекдаша и Кейрук-Кейлану, по выступу Джейранчель, югу Тарсдалляр и по выступу Йеникенд [2, 6].

Образование нефтяных и газовых месторождений наряду с указанными признаками зависит также от их изоляции и наличия глинистых отложений играющих роль покрышек. Для трещиноватых и пористых коллекторов верхнего мела роль покрова могут играть глинистые отложения палеоцена-нижнего эоцена, а для коллекторов среднего эоцена – глинистые слои верхнего эоцена и майкопа. Исследования региональных глинистых покрышек указывают на то, что глины верхнего эоцена обладают хорошими изоляционными свойствами. В районе исследования основу верхнего эоцена составляют монтмориллонитовые глины. В глинах нижнего эоцена содержание монтмориллонитов ниже на 25 % и в них нет чередования [5, 7, 9]. Аргиллиты нижнего эоцена залегают в глубоких частях бассейна, а в наиболее

погруженных зонах они прошли стадию мезокатагенеза (МК1-МК2). Разрезы этих участков встречаются на площадях Дамиртапа-Удабно, Гюрзюндаг, Тарсдалляр и Ортагаш с сильным воздействием катагенеза на свойства этих покрышек. На отдельных участках примером этого могут быть разрезы верхнего Эоцена, играющие роль покрышек в нефтяных месторождениях. К примеру: на площади Тарсдалляр в скважинах 1, 4 и 8, 9 покрышки нефтяных месторождений имеют толщину 60, 43, 26 и 30 м соответственно. На площади Гюрзюндаг эта покрышка уменьшается с 60 м до 37 м, а в Кейрук-Кейлане до 8...10 м. Для сохранения месторождений одним из основных факторов является ограничение тектонических систем тектоническими разломами, а литологических полусистем фациальными изменениями. В таких системах и полу-системах присутствуют участки нефтенакопления и в качестве примера можно указать на более высокие пластовые давления в плохопроницаемых слоях среднего эоцена по сравнению с гидродинамическими системами. Такие явления встречаются на площадях Тарсдалляр и Гюрзюндаг. То есть в слоях с высокой и слабой проницаемостью пластовые давления достигают 5,5...2,5 МПа.

Согласно исследованиям, на площади Тарсдалляр в среднем эоцене пластовые воды под высоким давлением находятся в скважинах на северо-востоке структуры. В скважине № 4 абсолютное значение давления пластовых вод имеет самую высокую отметку, при этом к северу и юго-западу от данной скважины давление резко снижается. На основе полученных данных можно утверждать, что уклон водонефтяного контакта имеет направление с северо-востока на юго-запад [4, 7].

В общих чертах, можно отметить, что на основе изучения гидрологических и геотермических факторов в бассейне Габырры-Аджиноур можно сделать вывод о том, что тектоническое экранирование и изменения литологического состава приводят к образованию гидродинамических препятствий. В районах, расположенных к северу от реки Кура, образование тектонических разломов и выклинивание коллекторов по направлению поднятий пластов препятствует движению элюзивных вод от центра впадины по направлению к краям в сингенетичных нефтегазоносных слоях.

Тектонические разломы в некоторых случаях становятся зонами подземной разгрузки пластовых вод. В этих зонах создаются препятствия для движения инфильтрационных вод вниз. При этом создаются условия благоприятные для образования литологически, стратиграфически и тектонически экранированных месторождений [4].

Необходимо выяснение расположения локальных складок в зонах генерации нефти и газа в районе междуречья Куры и Габырры, их положения на путях и направлениях миграции углеводородов (УВ). Для этого в первую очередь должны быть определены пути и направления миграции УВ. Было подтверждено, что в результате погружения района происходило движение углеводородов из зон высоких температур в глубинах бассейна в направлении регионального поднятия пластов. Для этого были изучены палеотемпературы в витринитах и эти данные сравнивались с современными температурами. Таким образом, в районе междуречья Куры и Габырры в границах общего бассейна были выделены зоны и границы главных фаз нефтегазообразования. В результате были определены два основных направления миграции по верхнемеловым и эоценовым отложениям.

В районе исследования углефицированные битумы встречаются только в породах нижнего и среднего эоцена, извлеченных из скважин, пробуренных на площадях Тарсдалляр, Гюрзюндаг и Молладаг. Такие образцы вероятно должны быть и в породах отложений другого возраста. Но к сожалению, по организационным причинам, решение данной проблемы не было возможно. С целью целостности данных и обеспечения выделения зон различных температур были использованы современные температурные исследования. В результате анализа образцов пород, извлеченных из отложений верхнего, среднего и нижнего эоцена в скважинах №1 на площади Молладаг, №13 и №24 на площади Тарсдалляр и №7 на площади Гюрзюндаг, палеогеотермия, определенная по витринитам, указывает на то, что очень низка вероятность образования углеводородов на этих площадях. Углеводороды могут генерировать в эти поднятия из более глубоких зон бассейна, имеющих высокую

температуру, путем миграции. В результате проведенных исследований можно указать два таких направления миграции. Одна из них в северо-западной части региона направлена с севера на юг. Из этих поднятий можно отметить структуры Дамиртапа-Удабно, Садждаг, Джандаргель и Союгбулак. Другое направление миграции углеводородов расположено на юго-востоке региона и простирается с севера в направлении площадей Гюрзюндаг, Кичик Палантокян и Тарсдалляр.

Из-за малого количества данных по отложениям верхнего мела геотермические исследования основываются на измерениях современных температур в скважинах. Такие исследования указывают что, для отложений верхнего мела характерно два направления миграции углеводородов. Одно из них находится на северо-западе региона и направлено от глубинных зон бассейна к югу, то есть в направлении структур Дамиртапа-Удабно, Джандаргель и Союгбулаг. В данном направлении, рассчитанном по методу В.И. Лапатина, сумма тепловых импульсов, указывает расположение зон газа и газоконденсата на севере, а на юге предполагается наличие зон нефти. Другое направление миграции расположено на северо-востоке, где зоны газа и газоконденсата сжали зону нефтеобразования в направлении структуры Тарсдалляр. А это дает основание утверждать вероятность присутствия зон газа и газоконденсата в меловых отложениях структур, расположенных в северной части междуречья Куры и Габырры. В качестве примера, можно указать площади Ахтахтатапа, Боюк Палантокян, Кичик Палантокян и др.

С точки зрения нефтегазоносности наиболее перспективными в этих зонах могут считаться неантиклинальные ловушки. Если литологические и стратиграфические ловушки расположены в пределах данных зон, то здесь более высока вероятность образования в них месторождений нефти, газа и конденсата.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рустамов Р.И., Рзаев М.А., Ахундов Ш.Х. История геологического развития локальных структур Междуречья Куры и Иори.

2. Кочарли Ш.С., Гаджиев Ф.М., Кулиев Г.А. и др. Новый тип ловушки нефти в северо-западном Азербайджане // Серия "Нефтегазовая геология и геофизика" КСП-инфор. 1991. Вып. 8. С.9-12.

3. Сулейманов А.М., Зейналов Р.Л., Магеррамов Б.И. Палеоструктурный анализ и нефтегазоносность отложений мезозойского комплекса Куринского межгорного прогиба // Научные труды Азербайджанского государственного научно-исследовательского и проектного института нефтегазовой промышленности. 2005. № 5. С.14-21.

4. Авербух Б.М., Бабаев Р.Я. К разведке эоцено-верхнемеловых отложений в Междуречье Куры и Иори // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1978. № 9.

5. Магеррамов Б.И., Агазаде Б.Г. Палеоструктурный анализ и нефтегазоносность отложений кайнозойского комплекса междуречья Куры и Габырры // Научные труды Института научных исследований ГНКАР. 2009. № 12. С. 30-38.

6. Сулейманов А.М., Зейналов Р.Л., Магеррамов Б.И. Палеотектонические и палеогеографические основы перспективы нефтегазоносности палеоген-нижнемиоценовых отложений междуречья Куры и Габырры // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2006. №4. С. 1-7.

7. Алиев А.К., Юсифов Х.М. и др. О тектонических особенностях и дальнейших перспективах Междуречья Куры и Иори // Сб. тр. АзНИПИнефти. Баку, 1988. С. 26-36.

8. Цимельзон И.О., Амिरасланов Т.С. Тектоника палеоген-мезозойского комплекса отложений Междуречья Куры и Иори // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1977. № 1.

REFERENCES

1. Rustamov R.I., Rzaev M.A., Ahundov Sh.H. Istoriya geologicheskogo razvitiya lokal'nyh struktur Mezhdurech'ya Kury i Iori.

2. Kocharli Sh.S., Gadzhiev F.M., Kuliev G.A. i dr. Novyj tip lovushki nefiti v severo-zapadnom Azerbajdzhane // Seriya "Neftegazovaya geologiya i geofizika" KSP-infor. 1991. Vyp. 8. S.9-12.

3. Sulejmanov A.M., Zejnalov R.L., Magerramov B.I. Paleostrukturnyj analiz i neftegazonosnost' otlozhenij mezozojskogo kompleksa Kurinskogo mezhgornogo progiba // Nauchnye trudy Azerbajdzhanskogo gosudarstvennogo nauchno-issledovatel'skogo i proektnogo instituta neftegazovoj promyshlennosti. 2005. № 5. S.14-21.

4. Averbuh B.M., Babaev R.Ya. K razvedke ehoceno-verhnemelovyh otlozhenij v Mezhdurech'e Kury i Iori // Azerbajdzhanskoe neftyanoe hozyajstvo. 1978. № 9.

5. Magerramov B.I., Agazade B.G. Paleostrukturnyj analiz i neftegazonosnost' otlozhenij kajnozojskogo kompleksa mezhdurech'ya Kury i Gabyrry // Nauchnye trudy Instituta Nauchnyh issledovaniy GNKAR. 2009. № 12. S. 30-38.

6. Sulejmanov A.M., Zejnalov R.L., Magerramov B.I. Paleotektonicheskie i paleogeograficheskie osnovy perspektivy neftegazonosnosti paleogen-nizhnemiocenovyh otlozhenij mezhdurech'ya Kury i Gabyrry // Azerbajdzhanskoe neftyanoe hozyajstvo. 2006. №4. S. 1-7.

7. Aliev A.K., YUsifov H.M. i dr. O tektonicheskix osobennostyah i dal'nejshih perspektivah Mezhdurech'ya Kury i Iori // Sb. tr. AzNIPInefti. Baku, 1988. S. 26-36.

8. Cimel'zon I.O., Amiraslanov T.S. Tektonika paleogen-mezozojskogo kompleksa otlozhenij Mezhdurech'ya Kury i Iori // ANH. 1977. № 1.

**GENERATION AND ACCUMULATION ZONES OF HYDROCARBONS
IN KURA AND GABIRRY INTERFLUVIAL REGION (AZERBAIJAN)****Magerramov B.I., Abbasov G.A., Aslanov B.Sh.**

Annotation: over the greater part territory of the Kura and Gabirry interfluvial region, upper Cretaceous deposits reached the oil window stage (MK2 - MK3). Along the formation from older sediments to younger, oil window gradually becomes narrower and reaches its minimum in the Middle Eocene and Maikop sediments. Upper Eocene and Maikop deposits are located on the local areas of the oil window.

Study hydrocarbon properties of these deposits shows that the Maikop deposits are most rich in organic matter and bitumen, and their less content is noted in the Cretaceous deposits. According to the degree of maturity, Chokrak and Maikop deposits are the least mature. Despite the fact that in the Eocene sediments the degree of maturity of organic matter is higher than the Maikop deposits, they do not go beyond the stage of protocatagenesis. The degree of maturity of the Cretaceous deposits is much higher than the Eocene sediments, and corresponds to the beginning stage of coal formation.

As a result of the conducted studies, two main directions of migration have been identified by the Upper Cretaceous and Eocene sediments. One of them is north-to-south migration in the north-western part of the region. Damirtapa-Udabno, Sadjdag, Jahandar and Molladag structures are located on the same direction. The second direction of migration is located in the northeast of the southeastern part of the region and directed from the north to the structures of Agtepe, Boyuk Palantokan, Kollug, Gyurzyundag, Kichik Palantokan and Tarsdallar. Fluids that migrated on these directions possibly accumulated in the anticlinal and non-anticlinal traps encountered in their path.

Paleostructural studies indicate that in the Kura and Gabirry interfluvial region there were appropriate conditions for the formation of non-anticline deposits as well as anticlinal deposits. In the Middle Eocene sediments, structural-lithological type deposits can mainly form on the north-eastern flanks of paleostructures. The valleys of ancient rivers and fault traps that are limited with regional and some local faults, traced at a certain distance on base of seismic data, were favorable for the formation of lithological, paleogeomorphological and tectonically-screened types of deposits respective.

Key words: geology, tectonics, lithology, lithofacies, structure, raising, anticline, syncline, overthrust folding, sediment, Mesozoic, Eocene, Cenozoic, Paleogene-Miocene, Maikop.

© Магеррамов Б.И., Аббасов Г.А., Асланов Б.Ш., 2018

Магеррамов Б.И., Аббасов Г.А., Асланов Б.Ш. Зоны генерации и аккумуляции углеводородов в районе междуречья Куры и Габырры (Азербайджан) // Вектор ГеоНаук. 2018. Т.1. №3. С. 27-33.

Magerramov B.I., Abbasov G.A., Aslanov B.Sh., 2018. Generation and accumulation zones of hydrocarbons in Kura and Gabirry interfluvial region (Azerbaijan). Vector of Geosciences. 1(3): 27-33.