

Прогнозная оценка перспектив возможной нефтегазоносности Аджиноурского района Азербайджана по геолого-геохимическим данным

А.А. Фейзуллаев, д.г.-м.н.,
Ш.С. Кочарли, к.г.-м.н.,
Г.Г. Исмаилова, к.г.-м.н.
Институт геологии и геофизики

e-mail: gulkhar@yahoo.com

Ключевые слова: углеводородный потенциал, пиролиз пород, зрелость органического вещества, отражательная способность витринита, сейсморазведка МОГТ, нефть, перспективы поисков, Аджиноурский район.

Введение

По своему геологическому положению исследуемый Аджиноурский район находится в зоне сочленения Куринской впадины и Большого Кавказа, занимающая обширную территорию между реками Гирдыманчай на востоке и Алазань на западе (рис. 1). Еще в середине прошлого века этот район был отнесен геологами к возможно перспективной для поисков нефти и газа территории [1–4]. Неоднозначная оценка этого района связана с отсутствием достаточных данных для выделения основных объектов разведки с надежными критериями нефтегазоносности.

Несмотря на то, что геологической съемкой (в основном региональной) была охвачена вся территория Аджиноурского района, она позволила получить определенное представление о геологическом строении лишь верхнего антропоген-плиоценового этажа, а тектоническое строение нижнего миоцен-палеогенового и мезозойского этажей длительное время оставалось слабо изученным. За последние десятилетия здесь в значительных объемах были проведены геофизические исследования, позволившие в определенной степени изучить геологическое строение района по глубокозалегающим мезокайнозойским отложениям, представляющим нефтегазопромысловый интерес (рис. 2).

Для определения направления дальнейших поисково-разведочных работ необходимо проведение дополнительных исследований с применением новых методологических подходов. В частности, имеет важное значение осуществление прогнозной оценки условий генерации

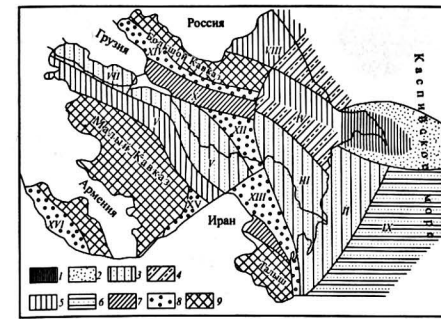


Рис. 1. Карта нефтегазogeологического районирования Азербайджана:
районы: 1 – со значительной реализацией начальных потенциальных ресурсов; 2 – высокоперспективные (акватории); перспективные категории: 3 – I, 4 – II, 5 – III; территории: 6 – перспективно-нефтегазоносные, 7 – возможно перспективные, 8 – с невыясненными перспективами нефтегазоносности, 9 – бесперспективные; нефтегазоносные районы: I – Абшеронский, II – Бакинский архипелаг, III – Нижнекуринский, IV – Шамахи-Гобустанский, V – Евлах-Агдажбединский, VI – Гянджинский, VII – междуречье Куры и Габьрыры, VIII – Прикаспийско-Губинский; IX – перспективно-нефтегазоносные территории (акватории) глубоководной части Южного Каспия; возможно перспективные территории: X – Аджиноурская, XI – Джалилабадская; территории с невыясненными перспективами нефтегазоносности: XII – Джарлы-Саатлинская, XIII – Мильско-Мутанская, XIV – Алазано-Агричайская, XV – Араксинская, XVI – Нахчыванская

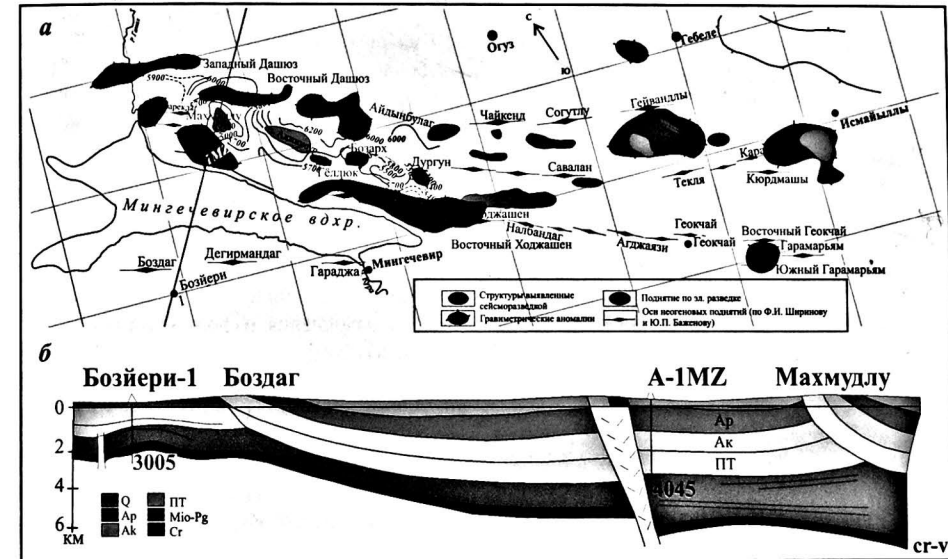


Рис. 2. Схема тектоники Аджиноура (а) и сейсмогеологический профиль по линии Бозйери-Махмудлу (б)

нефти и газа в этом районе на основе проведенных в последние годы в Азербайджане современных геохимических исследований. Хотя эти данные, непосредственно по Аджиноурскому району отсутствуют, привлечение большого объема таких исследований по прилегающим территориям даст определенную информацию (с некоторой долей вероятности) об углеводородном (УВ) потенциале предполагаемых нефтегазоматеринских пород и закономерностей его изменения в пространстве. Именно решению этой задачи посвящена данная статья.

Краткая геологическая характеристика района исследования

Геологическое строение Аджиноурского района изучено геолого-съёмочными ра-

ботами, структурными и частично глубокими скважинами, а также геофизическими методами исследований (электро-, гравимагнитные и сейсморазведочные работы).

Установлено, что в строении верхнего структурного этажа участвуют отложения антропогена, абшеронского и ачкагельского ярусов, продуктивной толщи и понта, представленных континентальными и морскими осадками, а нижнего этажа – предположительно, осадки миоцен-палеогена и мезозоя (верхний мел), сложенных глинисто-песчаными и карбонатными фациями.

В районе исследований по антропоген-плиоценовому комплексу выявлено около 40 локальных структур (см. рис. 2), сгруппированных в пяти антиклинальных зонах: Дашюз-Гейвандлинская,

Prognosis evaluation of oil-gas bearing content in Ajhinour region of Azerbaijan based on geological-geochemical data
A.A. Feyzullayev, Dr. Sci. in G-M., Sh.S. Kocharli, Cand. Sci. in G-M, G.G. Ismaylova, Cand. Sci. in G-M, Institute of Geology and Geophysics

Keywords: hydrocarbon potential of rocks, rocks pyrolysis, organic matter maturity, vitrinite reflection ability, common depth point prospecting method, oil, searching prospects, Ajhinour region of Azerbaijan.

The paper deals with the prognosis evaluation of hydrocarbon potential of Paleogene-Miocene rocks and its realization degree in Ajhinour region in Azerbaijan based on the generalization and analysis of up-to-date geological-geophysical surveys and the results of geochemical studies in adjacent oil-gas bearing regions. Based on the results of these investigations, the territory zoning of Ajhinour region on oil and gas potential prospects has been carried out: the central and south-eastern parts of the region are recommended for oil exploration in the Oligocene-Miocene sediments, and the north-western part (probably lower) - in the Eocene rocks.

Кудбарекдаг-Гензинская, Аджиноур-Кюрдамышская, Коджашен-Геокачайская, Боздаг-Карамарьямская. Строение нижнего миоцен-палеогенового и мезозойского (верхний мел) этажей изучено геофизическими методами, результаты которых не всегда согласовываются с имеющимися по верхнему этажу данными. Так, гравитационные аномалии – поднятия Западный Дашюз, Дашюз, Айдынбулаг, Коджашен и т.д. в плане совпадают с одноименными плиоцен-антропогеновыми структурами, а Гейвандли, Караеклук и другие аномалии несколько смещены относительно свода плиоценовых структур.

Из схематической карты (см. рис. 2) видно, что примерно такое же положение отмечается и по данным электроразведки.

Что касается сейсмических исследований методом общей глубинной точки (МОГТ), то они проведены лишь в СЗ части района – в окрестностях озера Аджиноур в зонах погружения плиоценовых структур, где имеются более благоприятные сейсмогеологические условия. Здесь, в зоне синклинория, выявлены и частично детализированы по СГ-V (низ палеогена – верхи мезозоя) структуры Махмудлу, Гёллук, Бозарх, Дургун, которые в плане не совпадают с плиоценовыми структурами.

Далее на ЮВ горизонты резко погружаются и сейсмогеологические условия ухудшаются. Однако такое погружение не продолжается до восточного окончания Аджиноурского района, о чем свидетельствует вскрытие миоценовых и нижнемеловых отложений в ряде структурно-поисковых скважин. Так на площади Кюрт в скв. 8 (в интервале 1390–1863 м) были вскрыты отложения нижнего мела (валанжина), а на площади Кюрт-Гебеле (скв. 4, интервал 1791–1805 м) – верхнего миоцена.

Важно отметить, что в разрезе миоценовых отложений, вскрытых разведочной скважиной 1МЗ – Аджиноур, были выявлены прослои песчаников толщиной 3–5 м.

Составленный нами по данным МОГТ и бурения схематический сейсмогеологический профиль по линии Бозйери – Махмудлу (см. рис. 2), указывает на обособление Аджиноурского прогиба к северо-востоку от Евлах-Агджабединского прогиба.

Результаты исследований

Оценка УВ потенциала пород была осуществлена методом их пиролиза, а степень

его реализации (термального преобразования органического вещества в УВ) – по величине палеотемпературного показателя – отражательной способности витринита (R_0 , %), с теоретическими и методическими основами которых можно ознакомиться в учебном пособии [5].

В связи с тем, что отложения миоцен-олигоцен и эоцена в Аджиноурском районе вскрыты ограниченным числом скважин, прогноз качества и количества органического вещества (ОВ) и степени его преобразованности в пределах этого района был осуществлен по результатам сбора, обобщения и анализа данных по прилегающим районам: междуречью Куры и Габырры – на северо-западе, Евлах-Агджабединскому району – на юго-западе и Шамахи-Гобустанскому – на юго-востоке.

Результаты геохимических исследований пород междуречья Куры и Габырры, расположенного к СЗ от Аджиноура, свидетельствуют о преимущественно гумусовом и сапропелево-гумусовом типе ОВ, накапливавшегося в восстановительных условиях. По совокупности геолого-тектонических и геохимических условий накопления и формирования нефтегазоносных комплексов (НГК) они отнесены к сингенетичному типу, что предопределило генетическое единство ОВ пород этих НГК и содержащихся в них нефтей [6].

Исследование рассеянного в породах ОВ показало, что оно включает в преобладающем количестве флуоресцентный аморфит (тип керогена составляющий объем > 90%), представленный водорослевыми остатками, биодegradированными бактериальным воздействием во время осадконакопления, а также в небольшом количестве хорошо сохранившийся одноклеточный алгинит (I тип керогена) морского происхождения.

Избыточные включения в породе пирита

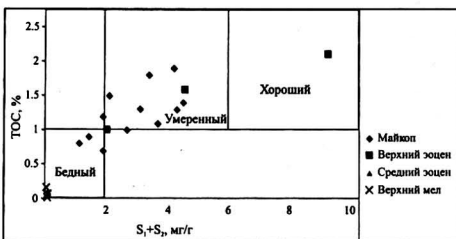


Рис. 3. График зависимости между значениями суммарного количества органического углерода (ТОС) и показателями генерационного потенциала (S_1+S_2) пород междуречья Куры и Габырры

Таблица 1

Площадь, скважина	Возраст	Глубина, м		Параметры пиролиза пород						
		Кровля	Подшва	ТОС, %	S_1	S_2	T_{max}	NI	R_0 , %	
Агепе, 2	Майкоп	3165	3175	1.9	0.2	4	428	211	0.4	
Ахта-Тепе, 1	Майкоп	3628	3635	0.8	0.1	1	419	125	0.67	
Беюк Палантекия, 3	Майкоп	3650	3657	1.1	2	1.7	425	155	0.45	
Беюк Палантекия, 3	Верхний эоцен	4700	4710	2.1	2.1	7.2	446	343	0.82	
Молладаг, 1	Майкоп	3100	3105	1.2	0.1	1.8	432	150	0.45	
Молладаг, 1	Верхний эоцен	3472	3476	1.6	0.4	4.2	431	263	0.5	
Тарсдалляр, 12	Майкоп	3114	3124	0.9	0.1	1.3	421	144	0.45	
Тарсдалляр, 12	Майкоп	3440	3446	1.5	0.2	1.9	435	127	0.5	
Тарсдалляр, 12	Майкоп	3654	3664	1.3	0.4	2.7	424	208	0.4	
Тарсдалляр, 12	Майкоп	3654	3664	1.8	0.5	2.9	423	161	0.4	
Тарсдалляр, 12	Майкоп	3872	3882	1.3	0.4	3.9	434	300	0.5	
Тарсдалляр, 12	Майкоп	4050	4060	0.7	0.2	1.7	441	243	0.55	
Тарсдалляр, 13	Майкоп	3800	3804	1	0.3	2.4	430	240	0.45	
Тарсдалляр, 27	Майкоп	2882	2891	1.4	0.2	4.3	428	307	0.45	
Тарсдалляр, 27	Верхний эоцен	2934	2944	1	0.1	1.9	435	190	0.4	
Тарсдалляр, 27	Средний эоцен	3061	3071	0.09	0.02	0.05	385	56	0.45	
Тарсдалляр, 27	Верхний мел	3170	3179	0.16	0	0.02	-	13	0.45	
Тарсдалляр, 27	Верхний мел	3200	3210	0.06	0.01	0.04	367	67	0.45	
Тарсдалляр, 27	Верхний мел	3256	3266	0.02	0.01	0.02	329	100	0.45	
Тарсдалляр, 27	Верхний мел	3313	3323	0.02	0.03	0.02	-	100	0.45	

свидетельствуют о преобладании в период осадконакопления восстановительных геохимических условий.

Как видно из данных табл. 1 и их графического отображения (рис. 3), как по содержанию суммарного углерода (ТОС), так и по генерационному показателю (S_1+S_2), отложения майкопа и верхнего эоцена обладают относительно высоким УВ потенциалом. УВ потенциал пород среднего эоцена (1 образец), а также верхнего мела, очень низкий.

Наблюдаемый интенсивный переход от зеленой к зеленовато-желтой флуоресценции

мацералов алгинита указывает, что образцы пород термически незрелые. Это подтверждается установленными значениями отражательной способности витринита R_0 (см. табл. 1). Лишь один образец (Беюк Палантекия скв. 3, интервал 4700–4710 м) проявил менее интенсивную флуоресценцию, что является признаком относительно повышенной термической зрелости, соответствующей зоне "нефтяного окна" – главная фаза нефтеобразования по Н.Б. Вассоевичу [7]. Это подтверждают и значения R_0 , изменяющиеся в пределах 0.80–0.85%. Расчетная оценка уровня зрелости нефтей,

Таблица 2

Площадь	Номер скважины	Стратиграфический возраст	Глубина, м	R_0 , %	Плотность нефти	
					API	кг/м ³
Беюк Палантекия	2	Средний эоцен	5112-5294	0.80	25.9	899.0
Беюк Палантекия	3	Средний эоцен	4700-4731	0.80	28.5	884.4
Беюк Палантекия	3	Средний эоцен	4731-4969	0.80	30.7	872.4
Западный Гюрзундаг	1	Верхний эоцен	4092-4213	0.80	25.9	899.0
Тарсдалляр	1	Верхний эоцен	2866-3069	0.70	27.1	892.2
Тарсдалляр	4	Средний эоцен	3057-3111	0.70	31.4	868.6
Тарсдалляр	8	Средний эоцен	2891-2925	0.65	29.4	879.4
Тарсдалляр	9	Средний эоцен	2978-3034	0.70	31.4	868.6
Тарсдалляр	24	Средний эоцен	4246-4452	0.80	29.3	879.0
Тарсдалляр	27	Средний эоцен	2957-3077	0.65	-	-

осуществленная по биомаркерам, показала, что около половины из них имеют такую же зрелость, как и зрелость верхнеэоценового образца из скв. 3 площади Бююк Палантекян. Зрелость нефтей соотносится к началу и пику процесса нефтеобразования.

Основываясь на вышеприведенных данных можно заключить, что в целом майкопские отложения здесь низкосозревшие и поэтому, вероятнее всего они не принимали участие в генерации нефти. Скорее всего, источниками нефти являются эоценовые (верхнеэоценовые и, возможно, нижнеэоценовые) отложения. Сингенетичный характер нефтей подтверждает и незначительная разница их плотностей (табл. 2). Плотность средне- и верхнеэоценовых нефтей меняется в пределах 868.6–899.0 кг/м³. Нефти среднеэоценовых отложений лишь незначительно легче (880.5 кг/м³), в сравнении с верхнеэоценовыми (889.9 кг/м³).

По данным о термической зрелости нефтей и ОВ пород можно предположить, что верхнеэоценовые (и, возможно, нижнеэоценовые) глины являются наиболее вероятным источником для нефтей месторождений, так как отличаются относительно большой толщиной и достаточным содержанием ОВ. Майкопские глинистые сланцы также обладают высоким нефтепроизводящим потенциалом, благодаря большой толщине и обогащенности рассеянным ОВ, и благоприятной восстановительной геохимической обстановкой. Однако потенциал их практически не реализован, в связи с недостаточными температурными условиями для преобразования в УВ, содержащегося в этих породах ОВ.

Евлах-Агджабединский прогиб, находящийся к ЮЗ от Аджиноурского района относится к слабо изученным в отношении геохимических исследований (качества и количества ОВ,

особенно методом пиролиза пород). Имеются лишь некоторые данные о содержании ОВ и его составе для верхнемеловых отложений (табл. 3).

Согласно данным табл. 3 по содержанию ТОС глинистые породы верхнемеловых отложений могут классифицироваться как не обладающие необходимым для генерации УВ потенциалом, а известняки – как обладающие невысоким генерационным потенциалом.

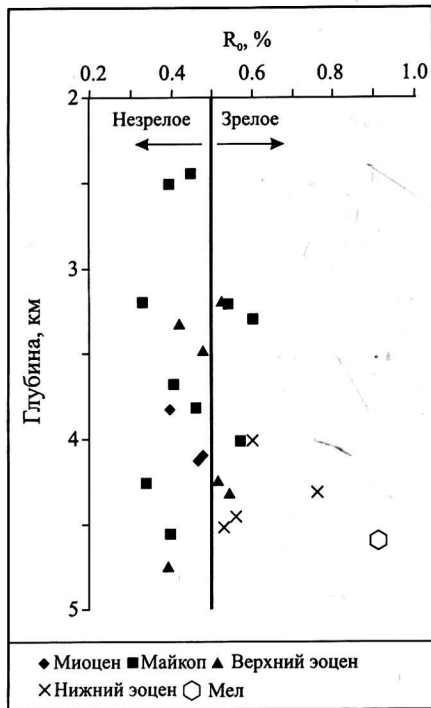


Рис. 4. Изменение значений отражательной способности витринита R_v с глубиной в разновозрастных породах Евлах-Агджабединского прогиба

Таблица 3

Тип породы	Возраст	ТОС, %	Состав органического вещества, %	
			Битум	Нерастворенный органический остаток
Глина	Дат	0.2	0.4	99.6
Глина	Верхний Компан-Маастрихт	0.35	-	-
Глина	Верхний Компан-Маастрихт	0.36	2.1	97.9
Известняк	Палеоцен	0.52	3	97.1
Известняк	Дат	0.4	2	98.0
Известняк	Верхний Компан-Маастрихт	0.4	2.4	97.6
Известняк	Верхний Компан-Маастрихт	0.46	0.4	99.6
Известняк	Верхний Компан-Маастрихт	0.24	2.2	97.8
Известняк	Верхний Компан-Маастрихт	0.58	0.4	99.6

Таблица 3

Относительно более представительные данные, охватывающие широкий стратиграфический интервал (от миоцена до верхнего мела), имеются по отражательной способности витринита. Согласно графику изменения этого палеотемпературного показателя с глубиной, приведенному на рис. 4, можно отметить следующее:

- все образцы пород миоценового возраста до глубины около 4 км являются незрелыми;
- лишь 30 % исследованных пород майкопа могут быть отнесены к зрелым;
- около 50 % образцов пород верхнего эоцена являются зрелыми;
- все исследованные образцы нижнего эоцена и верхнего мела, залегающие ниже 4 км, являются зрелыми.

В целом отмечается отчетливая тенденция увеличения степени зрелости ОВ пород по мере увеличения их возраста, что является закономерным явлением.

Олигоцен-миоценовые отложения Шамахи-Гобустанского НГР характеризуются региональной нефтегазоносностью.

Результаты геохимических исследований

Таблица 4

Параметры	Эоцен*	Майкоп	Диатом
ТОС, %	0.54 / 13 0.1 / 0.9	1.86 / 162 0.18 / 11.2	0.92 / 41 0.43 / 2.19
S_1+S_2 , мг/г	0.3 / 8 0.14 / 0.54	3.41 / 162 0.27 / 73.57	1.85 / 41 0.16 / 10.6
НН, мг/г	33.47 / 8 13.3 / 150	135.1 / 162 25.6 / 612.5	116.4 / 41 19.2 / 426
T_{max} , °C	421 / 8 406 / 437	422.7 / 158 400 / 562	436 / 41 408 / 556
R_v , %	0.6 / 4 0.54 / 0.67	0.4 / 34 0.24 / 0.73	0.39 / 12 0.25 / 0.77

*Среднее значение/Количество образцов; Пределы

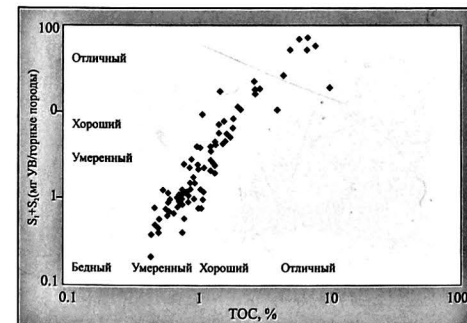


Рис. 5. График, отражающий количественную характеристику ОВ палеоген-миоценовых (верхний майкоп и диатом) пород Шамахи-Гобустанского района

ОВ палеоген-миоценовых пород (естественных обнажений и керн скважин), с целью оценки их УВ потенциала приведены в табл. 4 и на рис. 5.

Породы эоценового комплекса содержат инертнитовое и древесное ОВ и по содержанию ТОС (средняя величина 0.54 %) и показателю (S_1+S_2) (средняя 0.3 мг/г) относятся к породам с низким генерационным потенциалом [8]. Значения водородного индекса (НН) не превышают 150, что не позволяет классифицировать эоценовые породы как нефтематеринские.

ОВ в породах майкопа содержит главным образом аморфный (водорослевый) органический материал и отличается высоким содержанием ТОС, достигающим 11.2 % (средняя величина около 2 %). Значения НН изменяются в широких пределах (25–612) со средним значением 162.

Верхне-среднемиоценовые отложения (диатомовая свита) в целом характеризуется умеренным потенциалом (среднее значение ТОС 0.92 %), однако в некоторых разрезах встречаются несколько интервалов, толщиной в несколько метров, с хорошим УВ потенциалом. НН изменяется от 19 до 426 мг УВ г⁻¹ породы и указывает на преимущественно II-III тип ОВ (рис. 6).

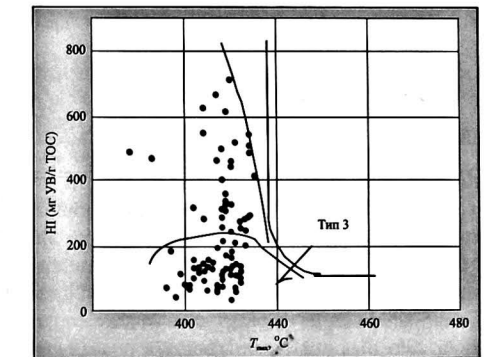


Рис. 6. График, отражающий качественную характеристику (тип) ОВ миоценовых (верхний майкоп и диатом) пород Шамахи-Гобустанского района

Заключение

На основании выполненного анализа геолого-геофизических материалов по нижнему перспективно-нефтегазоносному структурному этажу Аджиноурского района вытекают два основных вывода:

- установлено несоответствие данных геологической съемки с результатами геофизиче-

ских исследований различными методами, которое требует своего объяснения;

– для уточнения геологического строения нижнего структурного этажа необходимы дополнительные более детальные комплексные исследования, с привлечением имеющейся информации по соседним регионам.

Обобщение и анализ результатов геохимических исследований нефтегазоносных районов, примыкающих к исследуемому Аджиноурскому району, еще раз подтвердили широко известное положение, что в Азербайджане олигоцен-миоценовые отложения являются главным нефтегенерирующим комплексом. Принимая во внимание тот факт, что на суше этот комплекс в определенной степени является

также и нефтеаккумулирующим, он рекомендуется в качестве основного поискового объекта в Аджиноурском районе. Определенный интерес могут представлять также верхне- (и возможно ниже-) эоценовые породы.

Центральная и юго-восточная части Аджиноурского района более перспективны для поиска промышленных скоплений нефти в олигоцен-миоценовых отложениях, а северо-западная часть района – для поиска нефти в эоценовых породах.

Для реализации этой задачи необходимо, прежде всего, проведение более целенаправленных геолого-геофизических (в первую очередь сейсмических) исследований и бурение ряда параметрических скважин.

Список литературы

1. Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М., Алиев А.К., Зейналов М.М. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. – М.: Недра, 1966, 392 с.
2. Ширинов Ф.И. и др. Геологическое строение предгорий южного склона Большого Кавказа. – Баку: Азерб.нешр, 1962, 273 с.
3. Мамедов А.В. Геологическое строение Среднекуринской впадины. – Баку: Элм, 1973, 193 с.
4. Мехтиев Ш.Ф., Салаев С.Г., Дадашев Ф.Г., Бунит-заде З.А., Багир-заде Ф.М., Юсуфзаде Х.Б., Алиев А.И., Гусейнов А.Н. Нефтегазогеологическое районирование и рациональный комплекс поисково-разведочных работ в Азербайджане // Геология нефти и газа, 1987, № 3, с. 6-11.
5. Фейзуллаев А.А. Органическое вещество, нефть и газ: современные методы исследования: учеб. пособие по специальности "Геология и геохимия нефти и газа". – Саарбрюккен: Palmarium Academic Publishing, 2013, 76 с.
6. Барабадзе Т.Г. Геолого-тектонические предпосылки нефтегазоносности верхнемел-палеогеновых отложений междуречья Куры и Иори: автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд г.-м. наук, Москва, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 1992, 25 с.
7. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Изв. АН СССР, сер. геологическая, 1967, № 11, с. 135-156.
8. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти / пер. с англ. – М.: Мир, 1981, 504 с.