

УДК 553.98(479.24):550.8.072

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АНТИКЛИНАЛЬНОЙ ЗОНЫ ХАЛИ-НЕФТ ДАШЛАРЫ В СВЯЗИ С ЕЁ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ

Мухтарова Хураман Зиядхан гызы¹,
kmukhtarova.khuraman@mail.ru

Насибова Гюльтар Джумшуд гызы¹,
gultar_nasibova_1@yahoo.com

¹ Азербайджанский Государственный университет нефти и промышленности,
Азербайджан, AZE1010, г. Баку, пр. Азадлыг, 34.

Актуальность. Абшеронский нефтегазоносный район, где были проведены исследования, является одним из продуктивных в Азербайджане. Цель поисково-разведочных работ в основном заключается в увеличении добычи углеводородов, а это достигается выявлением новых нефтегазоносных объектов. С этой точки зрения в антиклинальном поясе Хали–Нефт Дашлары в разрезе палеоген-миоценовых отложений выявление залежей, связанных с антиклинальными и неантиклинальными типами ловушками, имеет важную практическую особенность и это однозначно сыграет немаловажную роль в повышении добычи нефти и газа в республике. Наши исследования были проведены по определяющим нефтегазоносность критериям: геотермическим, литофациальным, тектоническим, палеотектоническим и т. д., по стратиграфическому разрезу палеоген-миоцен и плиоцена для определения новых объектов.

Цель: определить с геотермической точки зрения в какой зоне нефтегазообразования в настоящее время находятся отложения продуктивной толщи и, в соответствии с этим, уточнить перспективность зоны, а также исследовать распространённость неантиклинальных ловушек в связи с палеотектоническими особенностями и конседиментационным развитием зоны.

Объекты: отдельные структуры, представляющие антиклинальную зону Хали–Нефт Дашлары, свиты нижнего отдела продуктивной толщи.

Методы. Изменения общей мощности и песчанистости отложений продуктивной толщи в исследуемых структурах были проанализированы в локальном и региональном направлениях, были построены соответствующие диаграммы, отражающие закономерности изменения мощности и песчанистости по свитам. Наряду с этим были построены палеопродольные, отражающие палеотектоническое развитие структур антиклинальной зоны Хали–Нефт Дашлары.

Результаты. Построение графика скорости осадконакопления и, в связи с этим, анализ данных, изучение палеотемпературных условий Пираллахи-Келькорской впадины и проведенный анализ позволяют определить время нахождения отложений как продуктивной толщи, так и нижележащих отложений миоцена, палеогена и мезозоя в главной зоне нефтегазообразования, а также сопоставить главные этапы миграции со временем образования структур в пределах данной территории. Результаты всех исследований, проведенных в этом направлении, позволяют утверждать, что область исследований и ее окрестности также являются перспективными с точки зрения нефтегазоносности.

Ключевые слова:

Мощность, песчанистость, перспективность, зона, структура, отложения, палеопродольный, продуктивная толща, палеотектоника, нефть, газ.

Введение

Абшеронский архипелаг с тектонической точки зрения является морским продолжением юго-восточного погружения мегаантиклинорума Большого Кавказа [1].

В морской акватории Абшеронского нефтегазоносного района было обнаружено 19 нефтегазоконденсатных месторождений: Западный Абшерон, Абшерон Кюпеси, Чилов Адасы, Ази Асланов, Палчыг Пильпилеси, Нефт Дашлары, Гюнешли, Чыраг, Азери, Кяпаз, Дарвин Кюпеси, Пираллахи, Гюргян-дениз, Джануб-2, Гум-дениз, Бахар, Шах-дениз, 8 Марта [2].

Кроме указанных нефтегазоконденсатных месторождений были обнаружены и подготовлены к глубинному поисково-разведочному бурению еще 13 перспективных структур: Шимали Абшерон, Хазри, Арзу, Дан Улдузу, Ашрефи, Айпара, Хамдам, Гошадаш, Новханы, Гарабах, Сайяр, Саба, Абшерон (рис. 1).

Отложения, присутствующие в геологическом строении участков, относящихся к Абшеронскому архипелагу, охватывают довольно обширный стратиграфический интервал от палеогена до четвертичного периода.

На площадях были пробурены, соответственно, Хали – 15, Чилов адасы – 54, Ази Асланов – 9, Палчыг Пильпилеси – 56 поисково-разведочных скважин. На площади Хали в скважинах 3, 6, 10 отложения продуктивной толщи (ПТ) и подстилающие их отложения представлены глинистой (пелитовой) и песчанистой (псаммитовой) фациями.

Неперспективное с точки зрения нефтегазоносности поднятие Хали является брахиантиклинальной складкой, простирающейся с северо-запада на юго-восток, величиной 12,5×4,5 км. Вдоль оси поднятия проходит крупный продольный разрыв, в результате чего северо-восточное крыло надвинуто на опустившееся юго-западное. Другим продольным разломом юго-западное крыло разделяется на две части, что привело к более опущенному (по сравнению с северо-восточным) юго-западному крылу. Кроме этих разрывных нарушений структура осложняется и поперечными разрывами, которые придают складке блоковый характер. Ввиду малого количества пробуренных здесь скважин, небольшого объема проведенных исследований, скудного материала особенности дан-

ной складки освещены в данной статье неувесосторонним образом [3, 4].

Структура Чилов адасы имеет то же простираие, что и Хали, с размерами 10×4 км. Складка близка к симметричной, углы залегания в крыльях составляют 55–80° (рис. 2).



Рис. 1. Абшеронский нефтегазоносный район. Обзорная карта

Fig. 1. Absheron oil and gas region. General map

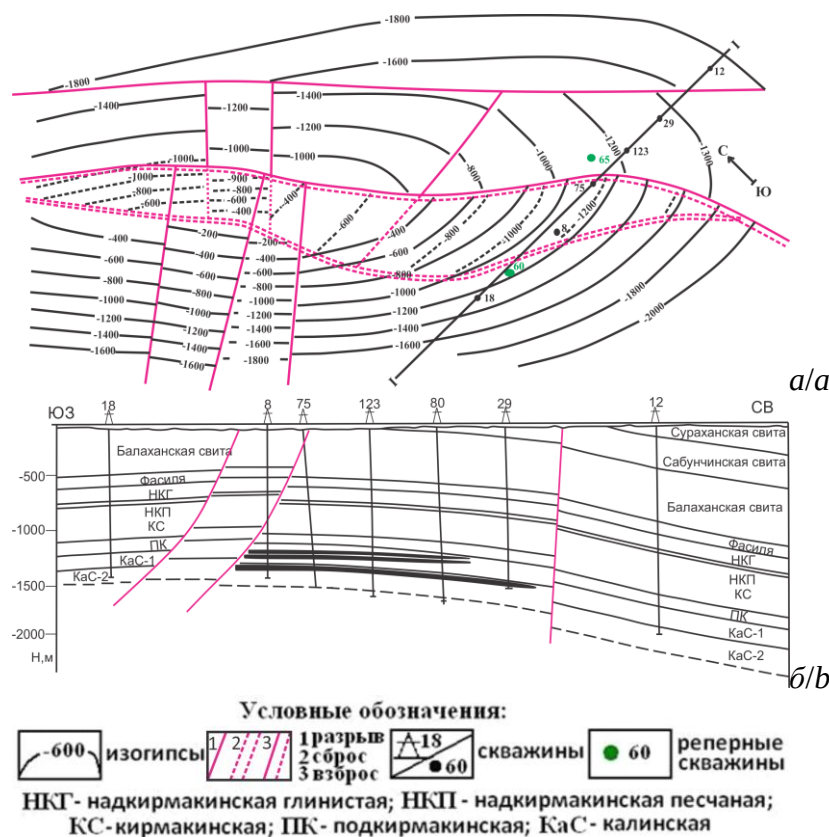


Рис. 2. Месторождение Чилов адасы: а) структурная карта по кровле калинской свиты продуктивной толщи (масштаб 1:25000); б) профиль по линии I-I (масштаб 1:10000)

Fig. 2. Chilov adasy oilfield: a) structural map for the top of the Gala suite of the productive series (scale 1:25000); b) cross-section through the line I-I (scale 1:10000)

Складку осложняют разрывы продольного и поперечного характера. Основные продольные разрывы надвигового типа. Юго-западное крыло надвинуто на северо-восточное. Складка расчленена на 10 блоков многочисленными поперечными разрывами амплитудой 250 м.

Структура Ази Асланов, величиной $2,9 \times 1,4$ км (рис. 3), с тектонической точки зрения является асимметричной складкой. Присводовая часть и северо-восточное крыло складки осложнены продольными разрывами амплитудой 250 м. Указанные относительно объема имеющегося материала выше данные о площади Хали полностью можно отнести и к структуре Ази Асланов. Несмотря на недостаточность информации, данная структура является более интересной с точки зрения перспектив нефтегазоносности ввиду ее расположения между двумя месторождениями с промышленными запасами углеводородов [5].

С тектонической точки зрения структура Палчыг Пильпилеси (рис. 4) представляет собой брахиантиклинальную складку северо-запад–юго-восточного простирания.

Складка осложнена многочисленными продольными и поперечными разрывами и расчленена на несколько блоков. Складка размерами 9×1 км расчленена продольными нарушениями на три блока и проявляется в виде горста юго-восток–северо-западного направления.

На площади Хали при проведении работ по опробованию и освоению скважины 10 в интервале 966–1048 м из калинской свиты (КаС) была получена нефть дебитом 0,5 т/сут [6, 7].

На площади Чилов адасы КаС дала нефть в 30 скважинах. На площади Ази Асланова из КаС в скв. 1 во время опробования с интервала 1806–1813 м была получена нефть дебитом 25 т/сут, в скв. 3 с интервала 1902–1923 м – нефть дебитом 18 т/сут, газ – 100–150 тыс. м³/сут, в скв. 5 с интервала 1781–1817 м – газ дебитом 2 тыс. м³/сут, в скв. 6 с интервала 1574–1610 м – нефть дебитом 30 т/сут, с интервала 1729–1743 м – нефть дебитом 8–12 т/сут [8, 9].

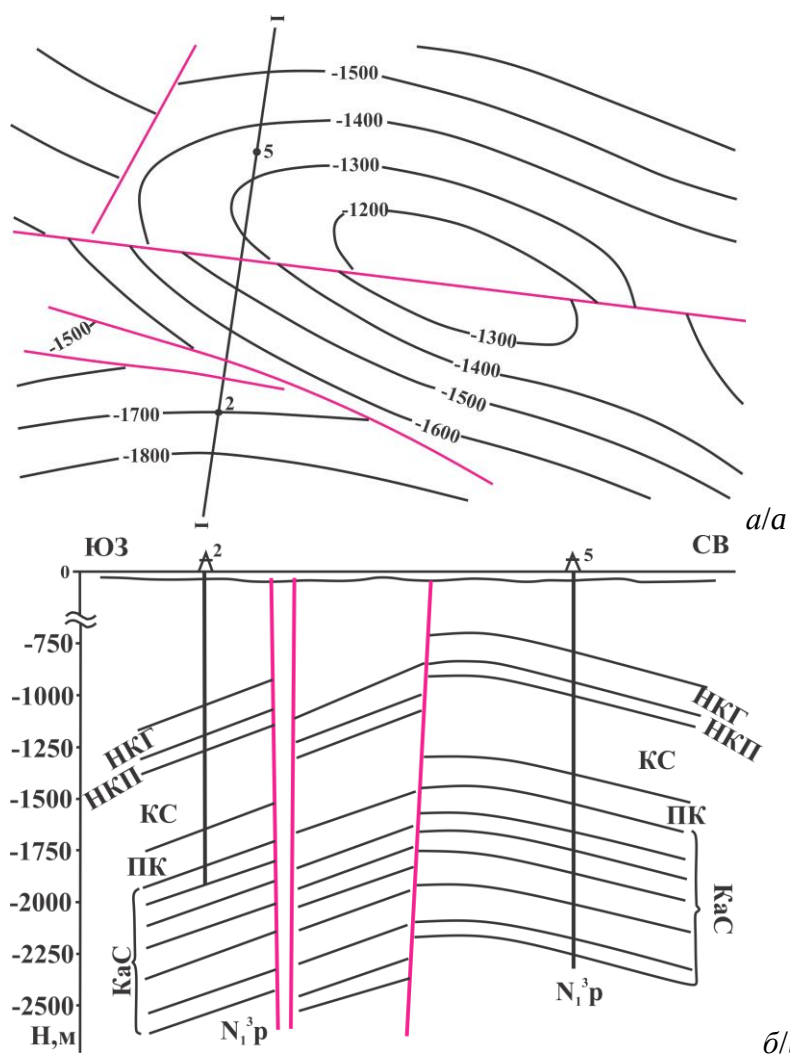


Рис. 3. Месторождение Ази Асланов: а) структурная карта по кровле подкирмакинской свиты продуктивной толщ (масштаб 1:25000); б) профиль по линии I-I (масштаб 1:10000) (Условные обозначения см. на рис. 2)

Fig. 3. Hazi Aslanov oilfield: а) structural map for the top of the Girmakialti suite of the productive series (scale 1:25000); б) cross-section through the line I-I (scale 1:10000) (see legend for Fig. 2)

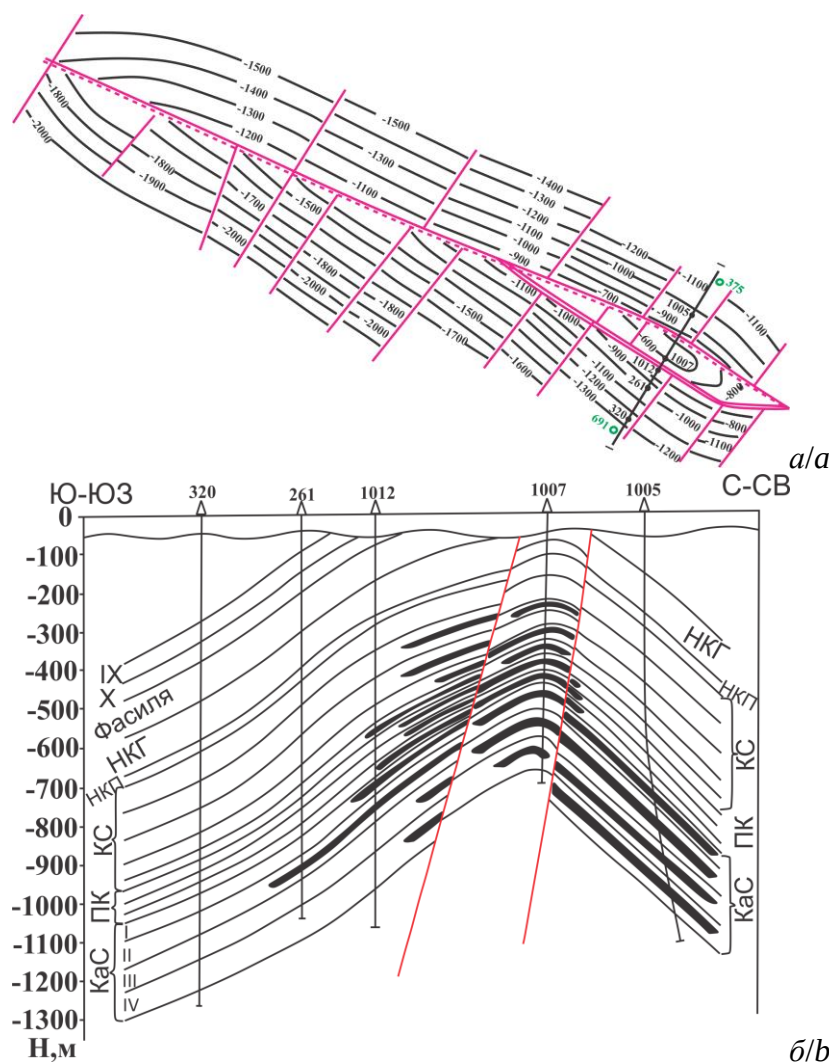


Рис. 4. Месторождение Палчыг Пильпилеси: а) структурная карта по кровле IV горизонта калинской свиты продуктивной толщи (масштаб 1:30000); б) профиль по линии I-I (масштаб 1:15000) (Условные обозначения см. на рис. 2)

Fig. 4. Palchyq Pilypilesi oilfield: а) Structural map for the top of the horizon IV of the Gala suite of the productive series (scale 1:30000); б) cross-section through the line I-I (scale 1:15000) (see legend for Fig. 2)

На площади Палчыг Пильпилеси из КаС из 46 скважин были получены углеводороды. Надо отметить, что в Абшеронской зоне все разведанные месторождения нефти и газа связаны с плиоценовыми отложениями. В целом подверженность площадей Пираллахи, Гюргян-дениз, Хали, Чиров адасы, Джануб, Ази Асланов, Палчыг Пильпилеси воздыманию в определенные периоды времени, в особенности к концу нижнего плиоцена, способствовала либо частичному, либо же полному вымыванию отложений верхней ПТ, а также повлияло на изменение их литологического состава, привело к выклиниванию ряда пластов. Вышеописанные процессы оказали прямое либо косвенное влияние на формирование ловушек неантиклинального типа, привели к определенным ограничениям с точки зрения перспектив нефтегазоносности, которые в данных структурах связаны с нижним отделом ПТ, а если точнее, с отложениями кирмакинской свиты (КС), подкирмакинской свиты (ПК) и КаС [10].

Методы

Были рассмотрены данные кернов из 69 скважин, которые содействовали попыткам проследить песчаность и мощность горизонтов и свит ПТ.

Исследования были проведены для всех структур. Было изучено изменение общей мощности и песчаности осадков ПТ как по площади, так и в региональном масштабе.

Средняя мощность надкирмакинской песчанистой (НКП) свиты на структуре Чиров адасы в 34 м, на Ази Асланов – 38 м, Палчыг Пильпилеси – 39 м и на Нефт Дашлары – 46 м указывает на более интенсивное осадконакопление в юго-восточном направлении (табл. 1). Средние показатели песчаности данных отложений в 24 % для площади Ази Асланов, 39 % – для Чиров адасы, 94 % – для Нефт Дашлары и 19 % – для Палчыг Пильпилеси позволяют высказать предположение о том, что по всей зоне структура Палчыг Пильпилеси в данный век являлась наиболее глубоководным участком бассейна (табл. 2).

На основе средних значений табл. 1, 2 были построены диаграммы изменения мощности (рис. 5) и песчанистости (рис. 6) для четырех свит ПТ по отдельности для всей антиклинальной зоны Чиров адасы–Нефт Дашлары, которые были использованы при определении там, где это возможно, закономерностей во взаимоотношениях мощности и песчанистости этих же свит.

Таблица 1. Средние значения мощностей отдельных свит продуктивной толщи антиклинальной зоны Чиров адасы–Нефт Дашлары

Table 1. Average thickness values for the individual productive series suites of the Chilov adasi–Neft Dashlari anticline zone

Структуры/Structures	Средние значения мощностей отдельных свит ПТ Average thickness values for individual PS suites			
	НКП/NKP	КС/KS	ПК/PK	КаС/KaC
Чиров адасы/Chilov adasi	34	287	90	433
Ази Асланов/Azi Aslanov	38	364	92	606
Палчыг Пильпилеси Palchig Pilpilesi	39	273	117	411
Нефт Дашлары Neft Dashlari	46	298	80	170

Таблица 2. Средние значения песчанистости отдельных свит продуктивной толщи антиклинальной зоны Чиров адасы–Нефт Дашлары

Table 2. Average sandiness values for the individual Productive Series suites of the Chilov adasi–Neft Dashlari anticline zone

Структуры/Structures	Средние значения песчанистость отдельных свит ПТ Average sandiness values for individual PS suites			
	НКП/NKP	КС/KS	ПК/PK	КаС/KaC
Чиров адасы/Chilov adasi	39	6	46	28
Ази Асланов Azi Aslanov	24	3	35	29
Палчыг Пильпилеси Palchig Pilpilesi	19	10	32	31
Нефт Дашлары Neft Dashlari	94	3	45	22

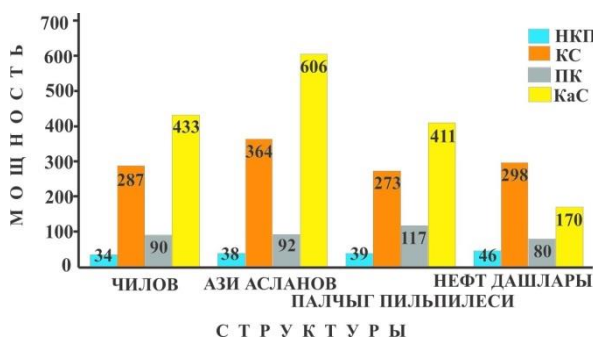


Рис. 5. Диаграмма изменения средних значений мощностей отдельных свит продуктивной толщи антиклинальной зоны Чиров адасы–Нефт Дашлары

Fig. 5. Chart of the average thickness values variation for individual productive series suites of the Chilov adasi–Neft Dashlari anticline zone

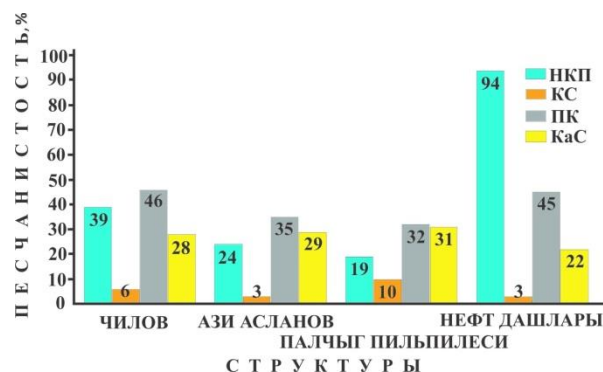


Рис. 6. Диаграмма изменения средних значений песчанистости отдельных свит продуктивной толщи антиклинальной зоны Чиров адасы–Нефт Дашлары

Fig. 6. Chart of the average sandiness values variation for individual productive series suites of the Chilov adasi–Neft Dashlari anticline zone

Средняя мощность свиты КС, в разы превосходящая таковую НКП, при максимальном значении 364 м на площади Ази Асланов составляет 287 м на Чиров адасы, 273 м – на Палчыг Пильпилеси, 298 м – Нефт Дашлары, а песчанистость – в несколько раз меньше, т. е. изменяется в пределах 3–10 % (учитываются средние значения песчанистости отдельных структур), что дает возможность прийти к выводу о том, что в данный промежуток времени дно бассейна располагалось на относительно большей глубине. Следует отметить, что мощность КС в 364 м на структуре Ази Асланов антиклинальной зоны, а песчанистость в 10 % на площади Палчыг Пильпилеси, будучи максимальными, уменьшаются как в северо-западном, так и в юго-восточном направлениях. Значения песчанистости на участках Ази Асланов и Нефт Дашлары составили 3 %, а на Чиров адасы – 6 %.

Минимальное значение средней мощности свиты ПК в 80 м наблюдается на структуре Нефт Дашлары, а максимальное – 117 м – на Палчыг Пильпилеси (Ази Асланов – 92 м, Чиров адасы – 90 м). Мощность данной свиты в пределах антиклинальной зоны падает от участка Палчыг Пильпилеси как в северо-западном, так и в юго-восточном направлениях. Песчанистость составляет 46 % на Чиров адасы, 45 % – на Нефт Дашлары, 25 % – на структуре Ази Асланов и 32 % – на Палчыг Пильпилеси. Таким образом, мощность и песчанистость на площади Палчыг Пильпилеси характеризуются обратной пропорциональной зависимостью, вдоль антиклинальной зоны Чиров адасы – Ази Асланов – Палчыг Пильпилеси – Нефт Дашлары наблюдается почти симметричное изменение песчанистости (ее уменьшение к центральной части). Вышеуказанные данные указывают на отсутствие закономерности между песчанистостью и мощностью.

Мощность отложений КаС свиты достигают максимального значения в 606 м на структуре Ази Асланов, от которой отмечается ее сокращение как в северо-западном, так и в юго-восточном направлениях (на Чиров адасы – 433 м, Палчыг Пильпилеси – 411 м,

Нефт Дашлары – 170 м). Максимальная песчаность этих же отложений при значении 31 % наблюдается на структуре Палчыг Пильпилеси. Песчаность падает от данной площади в северо-западном направлении к структурам Ази Асланов и Чиллов ада-сы, составляя 28–29 %, а также к юго-востоку, в сторону Нефт Дашлары, со значением 22 %.

Проведенные исследования показывают, что свиты КС и КаС характеризуются большой мощностью, а свиты НКП и ПК – высокой песчаностью.

Увеличение мощности (взяв структуру Ази Асланов в качестве точки отсчета) в северо-западном и в юго-восточном направлениях связано со структурно-тектоническим развитием антиклинальной зоны. Вышеуказанные закономерности наблюдаются ввиду того, что указанная антиклинальная зона сформировалась на оси Абшероно-Прибалханского структурного мегаседла.

Нами также были рассмотрены перспективы нефтегазоносности антиклинальной зоны Хали-Нефт Дашлары в связи с особенностями палеоразвития локальных структур этой зоны [11–13].

Поднятия этой зоны в основном относятся к структурам диапирового типа, которые были осложнены грязевым вулканизмом – показателем перспектив нефтегазоносности [14–16].

С целью определения времени образования и изучения особенностей дальнейшего развития поднятий Чиллов ада-сы и Палчыг Пильпилеси были построены и проанализированы палеопродольные профили верхнего и нижнего отделов ПТ, а также конца позднего плиоцена.

Обсуждение

По палеопродольному профилю для конца нижнего отдела ПТ было выявлено, что структура Чиллов ада-сы начала свое формирование не позднее плиоцена, и даже к этому времени была осложнена двумя тектоническими нарушениями [17]. Наличие именно этих нарушений дают основание для предположения более раннего заложения формирования структуры. Уменьшение мощности отложений нижнего отдела ПТ к сводовой части структуры доказывает, что развитие складки происходило одновременно с осадконакоплением, но скорость осадконакопления уступала ему.

По палеопродольному профилю, построенному к концу второго полувека ПТ (верхний отдел), видно, что, несмотря на заложение ещё двух тектонических нарушений, общий темп развития складки в данный промежуток времени не превышал таковой нижнего отдела.

Палеопродольный профиль, построенный к концу Акчагильского века, дает возможность утверждать, что в данный век развитие структуры происходило относительно менее интенсивными темпами в сравнении с предыдущим геологическим промежуток времени. Анализируя палеопродольные профили, построенные для отдельных промежутков геологического времени, следует отметить, что поднятие Чиллов ада-сы развивалось в виде диапира с глинистым ядром и имеет коседементационный характер. В четвертичный век поднятие Чиллов ада-сы развивалось чрезвычайно интенсивно (рис. 7).

Из палеопродольного профиля, построенного к концу нижнего отдела ПТ для структуры Палчыг Пильпилеси, выясняется, что формирование и развитие этого поднятия началось не позднее плиоцена. Развиваясь структура одновременно осложнялась разрывным нарушением. Вероятно, этот разрыв в начале века ПТ (в нижнем) «омолаживался», а это дает возможность считать, что структура была сформирована до плиоцена. Омолождение разрыва в нижнем полувеке ПТ доказывает, что образование этой складки совпадало одновременно с осадконакоплением. Но в верхнем полувеке ПТ скорость развития осадконакопления отставала от раннего полувека ПТ. По палеопродольному профилю, построенному для конца абшеронского века, можно сказать, что скорость развития складкообразования относительно верхнему полувеку ПТ была высокой.

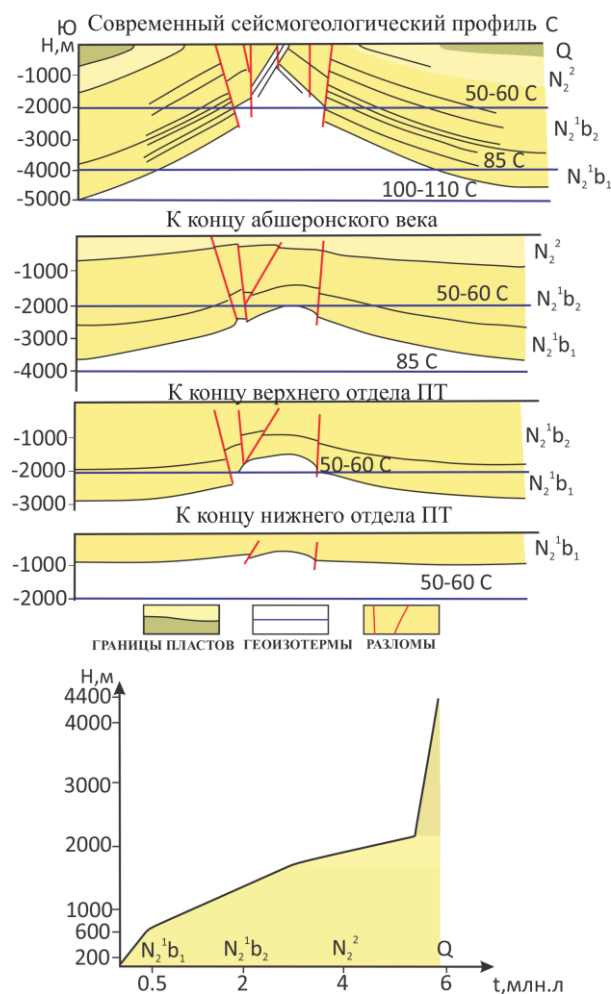


Рис. 7. Палеопродольные профили и график интенсивности развития поднятия Чиллов ада-сы

Fig. 7. Paleoprofiles and evolution intensity graph of the Chilov adasy uplift

В позднем плиоцене скорость осадконакопления была выше, чем скорость развития складки, как и в предыдущем полувеке.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что поднятие Палчыг Пильпилеси, относящееся к диапи-

ровому типу структуры в рассматриваемом геологическом времени, имело конседиментационный характер развития. Надо отметить, что в четвертичный век развитие этой структуры характеризуется большой интенсивностью. Об этом свидетельствует и тот факт, что если до четвертичного века высота складки достигала 1050 м, то только в период этого века ее высота прибавилась на 1300 м, и в результате этого складка была еще более осложнена нарушениями тектонического характера и ее сводовая часть была смыта еще более. Из графика развития интенсивности складки выясняется, что скорость развития складки со временем усиливалась и именно в четвертичном веке складкообразование на этой территории достигло самой большой интенсивности развития (рис. 8).

Поднятия Чилув адасы и Палчыг Пильпилеси, которые относятся к северной части Абшеронского архипелага, сформировались в южной части Пираллахи-Келькорской впадины на тектонической зоне Хали-Нефт Дашлары [15, 17]. На палео профилях, построенных к концу нижней ПТ (ранней), явно наблюдается, что эти складки начинали формироваться не позднее раннего плиоцена, а по некоторым фактам в миоцене. Это можно утверждать по соображениям того, что в ЮКВ в кайнозойских отложениях реологически активные тела, т. е. не томпонированные глины (вещества – кутля), играют непосредственную роль в формировании диапировых структур и имеют именно олигоцен-миоценовый возраст.

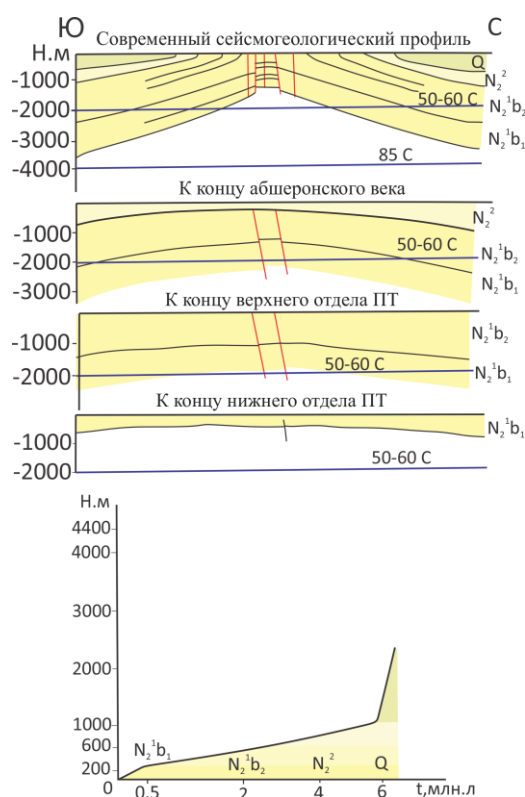


Рис. 8. Палео профили и график интенсивности развития поднятия Палчыг Пильпилеси (условные обозначения см. рис. 7)

Fig. 8. Paleoprofiles and the evolution intensity graph of the Palchig Pilpilesi uplift (see legend for Fig. 7)

Проведенный анализ дает возможность прийти к выводам о том, что в рассматриваемый геологический период антиклинальные складки Чилув адасы и Палчыг Пильпилеси, несмотря на различную интенсивность развития, эволюционировали как диапировые складки и характеризуются конседиментационным режимом. Конседиментационное развитие этих поднятий способствует развитию в их пределах ловушек неантиклинального типа, связанных с выклиниванием или же с литофациальным изменением пород в крыльевых частях структур [18].

Как известно, в седиментационном бассейне основная стадия миграции УВ начинается именно тогда, когда потенциальные нефтематеринские пласты входят в главную нефтепорождающую зону и этим превращаются в нефтепорождающий пласт. Надо отметить, что осадки возраста плиоцен-четвертичного века антиклинальной зоны Хали-Палчыг Пильпилеси имели благоприятные условия для накопления и сохранности в них ОВ. Именно здесь по условиям палеотемпературного режима можно определить несколько главных стадий миграции УВ. Для более детального решения этого вопроса нами были построены на основе современного сейсмического профиля палео профили для нижнего и верхнего отделов ПТ, и к концу абшеронского века. Кроме этого, выявлены палеотемпературные условия этих стратиграфических единиц. Основываясь на результатах исследований других ученых и по данным отдельных скважин нами проведена палеогеотемпературная линия в палео профилях Чилув адасы и Палчыг Пильпилеси (рис. 7, 8) [15, 19, 20].

По данным палеорекоstructions, проведенных на основе построенных палео профилей, где обозначены границы палеоизотерм, можно прийти к выводу о том, что осадки нижней ПТ находятся в зоне протокатагенеза [15].

По данным графических материалов, т. е. палео профилей и палеоизотерм (рис. 7, 8), построенных для осадков верхней ПТ, утверждают, что большая часть отложений нижней ПТ в результате погружения находится в интервале 2000–3000 м; эта зона характеризуется как главная зона нефтепорождения (ГЗН). По палео профилям и палеоизотермам, построенным для конца абшеронского века, выясняется, что осадки нижней ПТ полностью, а верхней ПТ частично (относительно малая часть) погружены в ГЗН, которая находится на глубине 2000–4000 м.

Современное положение геоизотермов поднятий Чилув адасы и Палчыг Пильпилеси было определено по температурным данным, взятым из скважин № 375, 691 площади Чилув адасы и скважин № 60, 65 площади Палчыг Пильпилеси, а также по расчетам, основанным на исследовательских работах ряда ученых. Из-за нехватки сведений, касающихся именно изучаемой зоны, нами были использованы данные по территории впадины Пираллахи-Келькор, в пределах которой сформировалась антиклинальная зона Хали-Нефт Дашлары [15, 19].

По литолого-стратиграфическому разрезу изучаемой территории можно прийти к выводам о том, что

на данной территории начиная с юрской эпохи до современного геологического времени осадконакопление происходило в бассейнах, имеющих различные глубины. Надо отметить, что осадконакопление происходило в довольно благоприятных с литофациальной точки зрения условиях для накопления и сохранения ОВ и по этой причине каждый литофациальный комплекс можно рассматривать как потенциально нефтематеринский.

В этом бассейне от юры до позднего мела средняя скорость осадконакопления составляла 124 м/млн лет (рис. 9). Такой показатель скорости осадконакопления свойственен нефтегазоносным бассейнам с высокой активностью. Исследования ученых показали, что в осадках при скорости в 130 м/млн лет может накопиться до 2 % органического вещества (ОВ) [10].

Как было отмечено ранее, в стратиграфическом интервале от верхнего мела до нижнего плиоцена средняя скорость осадконакопления была равна 30 м/млн лет. При данных палеогеографических условиях в осадках этого возраста могло быть накоплено лишь 0,3 % ОВ [10], и поэтому сложно предположить наличие нефтематеринских пород в данном стратиграфическом интервале.

В интервале нижний плиоцен–четвертичный век средняя скорость осадконакопления составляла 770 м/млн лет, что свидетельствует о наличии благоприятных условий для накопления достаточного количества ОВ в осадках. Как известно, в присутствии других положительных факторов, при скорости осадконакопления, превышающей 660 м/млн лет, в осадочных комплексах бассейнов могло, предположительно, накопиться до 11–18 % ОВ.

Проведенные исследования дают возможность прийти к выводам о том, что в стратиграфическом интервале юра–ранний мел и ранний плиоцен–четвертичный век на изучаемой территории существовали наиболее благоприятные условия для накопления и сохранения ОВ.

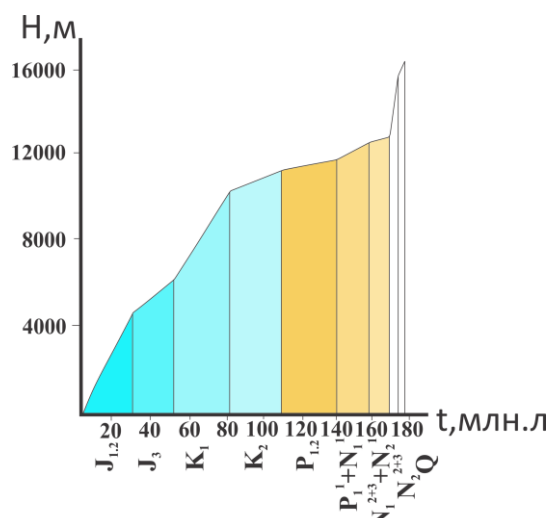


Рис. 9. График скорости осадконакопления в Пираллахи-Келькорской впадине

Fig. 9. Deposition rate diagram for the Pirallahi-Kelkor depression

Изучая геотермическую обстановку бассейна, можно определить глубины температурных интервалов, соответствующих основным зонам нефтегазообразования. Таким образом, данный анализ позволяет определить, в какой зоне в настоящее время находится каждый потенциальный нефтематеринский пласт [15].

Ввиду того, что построенные на основе современных сейсмогеологических профилей палеогеографические профили не охватывают обширный стратиграфический интервал времени, в целях более детального анализа основных этапов миграции углеводородов (УВ) были использованы научные работы в области Пираллахи-Келькорской впадины, где расположена антиклинальная зона Хали-Чилов-Палчыг Пильпилеси [10, 15, 16].

На основе данных глубокого бурения в Пираллахи-Келькорской впадине было установлено, что осадочный чехол в пределах территории исследований был изучен вплоть до нижнего мела. Более глубокие части разреза (юрские отложения) были описаны на основании данных сопредельных территорий.

Для изучения более глубоких частей разреза на основании сейсмогеологического профиля, проходящего перпендикулярно простиранию Пираллахи-Келькорской впадины, были построены палеотектонические профили для юры, нижнего мела, миоцена и конца плиоцена. Кроме этого, к концу каждого из вышеуказанных стратиграфических единиц были установлены палеотемпературные условия суббассейна [20, 21].

Согласно палеогеографическому концу юрского периода наблюдается глубина залегания кристаллического фундамента в 6000 м и погружение юрских отложений с 1000 до 4000 м в пределы главной зоны нефтеобразования (ГЗН).

В конце нижнего мела верхняя часть юры и большая часть нижнего мела находятся в ГЗН. В это время основная масса юрских отложений вошла в главную зону газообразования (ГЗГ).

В конце миоцена в ГЗН находилась основная часть меловых, а в ГЗГ больше половины юрских и нижняя часть меловых отложений. В конце плиоцена вторая половина юрских и большая часть нижнемеловых отложений вошли в ГЗГ, а верхняя часть нижнемеловых и плиоценовые отложения перешли в ГЗН.

Так как Пираллахи-Келькорская впадина была многоочаговым суббассейном, в процессе своего развития она охватывала несколько главных этапов миграции УВ. Несмотря на то, что эти миграционные этапы происходили в разные геологические времена (относительно молодые стратиграфические комплексы погребали более древние), они последовательно сменяли друг друга [15].

Так, например, к концу нижнего мела большая часть отложений накопилась на отложениях юры, тогда как юрские отложения, находясь в ГЗН, не покинули эту зону. Это свидетельствует о том, что в конце нижнего мела главный этап миграции УВ соответствовал отложениям юры и первой половины нижнего мела.

В конце миоцена отложения верхнего мела и палеогена, содержащие в достаточном количестве ОБ, погрузились в ГЗН. Это указывает на то, что в конце миоцена главный этап миграции охватывал нижний и верхний мел и первую половину палеогена. В конце плиоцена отложения верхней половины нижнего мела и нижнего плиоцена находились в ГЗН и отложения нижнего мела и нижнего плиоцена находились в главной зоне миграции УВ. Наконец, в настоящее время в ГЗН находятся отложения от верхов нижнего мела до низов верхнего плиоцена. Как видно, главный этап миграции охватывает отложения нижнего мела и нижнего плиоцена [15].

По данным сейсмологии можно прийти к выводу о том, что до периода формирования складок Чиллов адасы и Палчыг Пильпилеси нефтематеринские породы нижней части юрских и меловых отложений уже вошли в ГЗГ, пройдя зону ГЗН не позднее конца миоцена или же начала раннего плиоцена. Результаты исследований дают возможность утверждать, что майкопская серия вошла в ГЗН несколько позже и данная ситуация соответствует геологическому времени, когда вышеназванные локальные поднятия уже были сформированы.

Весь вышеописанный анализ дает основание утверждать, что площадь Ази Асланов, расположенная среди исследуемых структур, а также расположенная к северо-западу от структуры Чиллов адасы, т. е. в начале зоны, и площадь Хали могут считаться перспективными.

Результаты

Таким образом, можно утверждать, что главный этап миграции УВ, порожденных отложениями майкопской серии, имел место после формирования локальных поднятий, что позволяет предполагать высокие перспективы нефтегазоносности этих структур.

Если учесть, что формирование рассматриваемых локальных поднятий произошло не позднее, и даже ранее, миоценовой эпохи, можно сказать, что их природные резервуары могут быть насыщены УВ, образованными в отложениях мелового, палеогенового и нижнеплиоценового возраста. Ввиду того, что до четвертичного века интенсивность развития складок отставала от скорости осадконакопления, такая ситуация создавала благоприятные условия для сохранения УВ, насыщающих ловушки.

Однако отложения ПТ не полностью вошли в ГЗН и не полностью реализовали свой нефтепродуцирующий потенциал. Данные отложения, лишь частично присутствуя в ГЗН, не всецело участвуют в процессе нефтепорождения.

Таким образом, как о Хали-Палчыг Пильпилеси, так и о других исследуемых месторождениях Пираллахи-Келькорской впадины можно высказать мнение о том, что скопившиеся в ловушках в разных фазовых состояниях УВ сформировались благодаря нефтепродуцирующему потенциалу отложений, в основном юры, раннего мела и палеогена.

Выводы

По геолого-геофизическим данным антиклинальной зоны Чиллов адасы–Нефт Дашлары и согласно изучению истории геологического развития, а также анализов, проведенных в результате палеотемпературного, литофациального моделирования, можно прийти к выводам:

1. В результате сравнительного анализа мощностей и песчанности площадей было определено, что по антиклинальной зоне песчанность увеличивается в юго-восточном направлении.
2. Локальные поднятия исследуемой антиклинальной зоны конседиментационного происхождения, их формирование началось не позднее миоцена и до четвертичного века скорость их развития уступала скорости осадконакопления. Темпы развития локальных поднятий в четвертичном веке существенно увеличились, что привело к размыву сводовых частей структур, частичному разрушению и повторному формированию УВ залежей.
3. Конседиментационное развитие поднятий исследуемой антиклинальной зоны способствует развитию в их пределах ловушек неантиклинального типа, связанных с выклиниванием или же с литофациальным изменением пород в крыльевых частях структур.
4. До того, как сформировались поднятия Чиллов адасы и Палчыг Пильпилеси, нефтематеринские породы низов юры и нижнего мела уже вошли в ГЗГ, пройдя зону ГЗН не позднее конца миоцена или же с начала раннего плиоцена. Майкопская серия вошла в ГЗН несколько позже, и данная ситуация соответствует геологическому времени, когда вышеназванные локальные поднятия уже были сформированы. Главный этап миграции УВ, порожденных отложениями майкопской серии, имел место после формирования локальных поднятий, что позволяет предполагать высокие перспективы нефтегазоносности этих структур.
5. Вышеописанный анализ дает основание утверждать, что площадь Ази Асланов, расположенная среди исследуемых структур, а также к северо-западу от структуры Чиллов адасы, т. е. в начале зоны, и площадь Хали могут считаться перспективными.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. – М.: Недра, 1990. – 328 с.
2. Narimanov A.A. Concept on the formation of the oil and gas fields in the South Caspian Basin // Transaction of the International Academy of Science. – 2005–2006. – V. 2. – P. 483–499.

3. Мухтарова Х.З., Насибова Г.Д. Перспективы нефтегазоносности возможных залежей нестандартного типа (литологически ограниченного) антиклинального пояса Хали-Кяпаз в связи с его историей геологического развития // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 10. – С. 8–20.
4. Рахманов И.П. Грязевые вулканы и их значение в прогнозировании нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 1987. – 271 с.

5. Мухтарова Х.З., Насибова Г.Д. Перспективные нефтегазоносные структуры Абшеронского архипелага ЮКВ и основные направления их дальнейших исследований // International Scientific and Practical Conference: Worldscience. – Abu-Dhabi, UAE, August, 2016. – P. 32–39.
6. Mukhtarova K.Z., Nasibova G.C. Oil and gas content perspectives of potential non-standard pool types (lithologically confined) of Khali-Kapaz anticlinal belt in connection with its geological development history // National Science Review. – December 2017. – V. 4. – Iss. 4. – P. 1397–1416.
7. Hydrocarbon systems of the South Caspian basin / I.S. Guliyev, P.Z. Mamedov, A.A. Feyzullayev, D.A. Huseynov, F.A. Kadirov, E.H. Aliyeva, M.F. Tagiyev. – Baku: Nafta-Press, 2003. – 206 p.
8. Мухтарова Х.З., Насибова Г.Д. Палеотектонические условия формирования структур в Южно-Каспийской впадине и перспективы нефтегазоносности ловушек неантиклинального типа // «Геолог Азербайджана». Научный бюллетень Азербайджанского Общества Нефтяных Геологов. – 2017. – № 21. – С. 82–93.
9. Feyzullayev A.A., Guliyev I.S., Tagiyev M.F. Source potential of the Mesozoic-Cenozoic rocks in the South Caspian Basin and their role in forming the oil accumulations in the Lower Pliocene reservoirs // Petroleum Geoscience. – 2001. – V. 7 (4). – P. 409–417.
10. Нариманов Н.Р. Геодинамические аспекты формирования осадочного чехла Южно-Каспийской впадины // Геология нефти и газа. – 2003. – № 6. – С. 26–31.
11. Артюшков Е.В. Образование Южно-Каспийской впадины в результате фазовых переходов в нижней части континентальной коры // Доклады Российской Академии Наук. – 2007. – Т. 416. – № 5. – С. 647–652.
12. Нариманов Н.Р. Геодинамическая обстановка обрамления Южно-Каспийской мегавпадины // Геолог Азербайджана. – 2005. – № 10. – С. 26–32.
13. Narimanov A.A. The petroleum systems of the South Caspian Basin // Basin Modelling: Advanced Application. – 1993. – Amsterdam. NPF Special Publication 3. – P. 599–608. URL: <http://www.akifnarimanov.com/akif/extdocs/PetroleumSystemsOfSouthCaspianBasis.pdf> (дата обращения 12.12.2019).
14. Deep petroleum occurrences in the Lower Kura Depression, South Caspian Basin, Azerbaijan: an organic geochemical and basin modelling study / S. Inan, M.N. Yalcin, I.S. Guliev, K. Kuliev, A.A. Feizullayev // Marine and Petroleum Geology. – 1997. – V. 14. – № 7–8. – P. 731–762.
15. Нариманов Н.Р., Халилов Н.О., Хыдырова Р.А. Геотемпературное условие и потенциал нефтегазообразования Пираллахи-Келькорского прогиба // Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. – 2002. – № 9. – С. 7–11.
16. Нариманов Н.Н. Влияния геодинамических процессов на нефтегазообразование в Южно-Каспийской впадине // Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 13–18.
17. Jackson J., Priestley K., Allen M. Active tectonics of the South Caspian Basin // Geophysical Journal International. – 2002. – V. 148. – Iss. 2. – P. 214–245.
18. Салманов А.М., Сулейманов А.М., Магеррамов Б.И. Палеогеология нефтегазоносных районов Азербайджана. – Баку: Mars Print, 2015. – 470 с.
19. Onset of subduction as the cause of rapid Pliocene-Quaternary subsidence in the South Caspian basin / M.B. Allen, L. Anderson, S. Jones, A. Ismail-Zadeh, M. Simmons // Geology. – 2002. – V. 30. – № 9. – P. 775–778.
20. Геотемпературные условия нефтегазоносности мезокайнозойского комплекса Южно-Каспийского бассейна / К.Н. Каграманов, М.С. Бабаев, С.Г. Шпырко, Х.З. Мухтарова // Геофизический журнал. Инст. Геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины. – 2019. – № 5 (42). – С. 222–234.
21. Vahabov U.G. About the structure stages and plans of the Azerbaijan section of South Caspian Basin // Conference Proc. 74th EAGE Conference and Exhibition incorporating. – EUROPEC, 2012. – P. 293–302. URL: <https://www.earthdoc.org/content/serial/2214-4609> (дата обращения 12.12.2019).

Поступила: 18.12.2019 г.

Информация об авторах

Мухтарова Х.З., кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Азербайджанского Государственного университета нефти и промышленности.

Насибова Г.Д., кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Азербайджанского Государственного университета нефти и промышленности.

UDC 553.98(479.24): 550.8.072

OIL AND GAS POTENTIAL OF THE KHALI-NEFT DASHLARY ANTICLINE ZONE IN RELATION TO ITS PALEOTECTONIC SETTINGS

Khuraman Z. Mukhtarova¹,
mukhtarova.khuraman@mail.ru

Gultar J. Nasibova¹,
gultar_nasibova_1@yahoo.com

¹ Azerbaijan State Oil and Industry University,
34, Azadlig avenue, Baku, AZ1010, Azerbaijan.

Relevance. The study was carried out in Absheron oil and gas region, which is one of the productive in Azerbaijan. The aim of implemented researches consists in increasing hydrocarbon production which is achieved by identifying new oil and gas reservoirs within deposit. From this point of view reservoirs associated with anticlinal and non-anticlinal types of traps within the Khali–Neft Dashlari anticlinal belt were identified. The approach was based on section Paleogene-Miocene sediments, the identification of reservoirs was associated with anticlinal and non-anticlinal types of traps. Such approach has an important practical feature and this will definitely play an important role in increasing oil and gas production in the republic. Our studies were carried out according to the criteria determining oil and gas potential, such as geothermal, lithofacial, tectonic, paleotectonic, etc. Estimations and attempts to identify new reservoirs were carried out along the stratigraphic profile of the Paleogene-Miocene and Pliocene ages.

The main aim of the research is to determine, from geothermal aspect, present location of the productive series deposits within the oil and gas generation zone and, in this relation, clarify prospectivity of the zone, as well as to investigate the prevalence of non-anticline traps in association with paleotectonic properties and syndepositional evolution of the zone.

Research area: individual structures representing Khali–Neft Dashlari anticline zone, Lower productive series suites.

Methods. Changes in total thickness and sandiness of the productive series deposits within the structures under investigation were analyzed at local and regional scales, the corresponding diagrams reflecting the patterns of changes in thickness and sandiness of individual suites were plotted. Paleoprofiles reflecting the paleotectonic evolution of the structures of the Khali–Neft Dashlari anticline zone were constructed.

Results. Construction of the deposition rate diagram and, in this regard, the data analysis, study of the paleotemperature environment of the Pirallahi-Kelkor depression and the analysis performed allow us to determine the terms of staying of both the productive series and the underlying Miocene, Paleogene and Mesozoic sediments within the main oil and gas formation zone, as well as to compare the major migration stages with the structure formation periods within a given territory. The results of all studies carried out in this direction allow us to state that the research area and its environs are also promising from the point of view of oil and gas potential.

Key words:

Thickness, sandiness, prospectivity, zone, structure, deposit, paleoprofile, productive series, paleotectonics, oil, gas.

REFERENCES

1. Zonenshayn L.P., Kuzmin M.I., Natapov L.M. *Tektonika litosfernykh plit territorii SSSR* [Lithospheric plate tectonics of the USSR]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 328 p.
2. Narimanov A.A. Concept on the formation of the oil and gas fields in the South Caspian Basin. *Transaction of the international Academy of Science*, 2005–2006, vol. 2, pp. 483–499.
3. Mukhtarova K.Z., Nasibova G.J. Hydrocarbon potential of possible non-standard type pools (lithologically confined) of the Khali-Kapaz anticline belt in connection with its history of geologic evolution. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2018, no. 10, pp. 8–20. In Rus.
4. Rakhmanov I.P. *Gryazevye vulkany i ikh znacheniya v prognozirovaniy neftegazonosnosti nedr* [Mud volcanoes and their importance in predicting hydrocarbon potential of the depths]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 271 p.
5. Mukhtarova K.Z., Nasibova G.J. Perspektivniye neftegazonosnye struktury Absheronskogo arkipelaga YuKV i osnovnoe napravleniy ikh dalneyshikh issledovaniy [Prospective oil and gas bearing structures of the Absheron archipelago of the SCB and major trends of their further study]. *International Scientific and Practical Conference. Worldscience*. Abu-Dhabi, UAE, August, 2016. pp. 32–39.
6. Mukhtarova K.Z., Nasibova G.J. Oil and gas content perspectives of potential non-standard pool types (lithologically confined) of Khali-Kapaz anticlinal belt in connection with its geological development history. *National Science Review*, December, 2017, vol. 4, Iss. 4, pp. 1397–1416.
7. Guliyev I.S., Mamedov P.Z., Feyzullayev A.A., Huseynov D.A., Kadirov F.A., Aliyeva E.H., Tagiyev M.F. *Hydrocarbon systems of the South Caspian basin*. Baku, Nafta-Press, 2003. 206 p.
8. Mukhtarova K.Z., Nasibova G.J. Paleotectonic environment of formation of structures in the South Caspian basin and oil and gas prospectives of the non-anticline traps. *Geolog Azerbaidzhan. Nauchniy bulletin Azerbaidzanskogo Obshestva Neftyanykh Geologov*, 2017, no. 21, pp. 82–93.
9. Feyzullayev A.A., Guliyev I.S., Tagiyev M.F. Source potential of the Mesozoic-Cenozoic rocks in the South Caspian Basin and their role in forming the oil accumulations in the Lower Pliocene reservoirs. *Petroleum Geoscience*, 2001, vol. 7 (4), pp. 409–417.
10. Narimanov N.N. Geodynamic aspects of formation of the sedimentary mantle of the South Caspian depression. *Geologiya nefti i gaza*, 2003, no. 6, pp. 26–31. In Rus.
11. Artyushkov Y.B. Formation of the South Caspian depression as a result of phase transitions in the lower part of the continental crust. *Dokladi Rossiyskoy Akademii Nauk*, 2007, vol. 416, no. 5, pp. 647–652. In Rus.
12. Narimanov N.N. Geodynamic settings of the borders of the South Caspian megadepression. *Geolog Azerbaidzhan*, 2005, no. 10, pp. 26–32.
13. Narimanov A.A. The petroleum systems of the South Caspian Basin. *Basin Modelling: Advanced Application*. 1993. pp. 599–608. Available at: <http://www.akifnarimanov.com/akif/extdocs/Petroleum-SystemsOfSouthCaspianBasis.pdf> (accessed 12 december 2019).
14. Inan S., Yalcin M.N., Guliev I.S., Kuliev K., Feizullayev A.A. Deep petroleum occurrences in the Lower Kura Depression, South Caspian Basin, Azerbaijan: an organic geochemical and basin

- modelling study. *Marine and Petroleum Geology*, 1997, vol. 14, no. 7–8, pp. 731–762.
15. Narimanov N.N., Khalilov N.O., Khidirova R.A. Geotemperature environment and oil and gas generation potential of the Pirallahi-Kelkor depression. *Azerbayzhanskoe Neftyanoe Khozyaystvo*, 2002, no. 9, pp. 7–11.
16. Narimanov N.N. Impact of geodynamic processes upon oil and gas generation in the South Caspian basin. *Azerbayzhanskoe Neftyanoe Khozyaystvo*, 2008, no. 8, pp. 13–18.
17. Jackson J., Priestley K., Allen M. Active tectonics of the South Caspian Basin. *Geophysical Journal International*, 2002, vol. 148, Iss. 2, pp. 214–245.
18. Salmanov A.M., Suleymanov A.M., Magerramov B.I. *Paleogeologiya neftegazonosnykh rayonov Azerbajjana* [Paleogeology of oil and gas regions of Azerbaijan]. Baku, Mars Print, 2015. 470 p.
19. Allen M.B., Anderson L., Jones S., Ismail-Zadeh A., Simmons M. Onset of subduction as the cause of rapid Pliocene-Quaternary subsidence in the South Caspian basin. *Geology*, 2002, vol. 30, no. 9, pp. 775–778.
20. Kagramanov K.N., Babayev M.S., Shpirko, Mukhtarova K.Z. Geothermal conditions of hydrocarbon prospectivity of Meso-Cenozoic formations in South Caspian basin. *Geofizicheskiy jurnal. Inst. Geofiziki im. S.I. Subbotina*, 2019, no. 5 (42), pp. 222–234. InRus.
21. Vahabov U.G. About the structure stages and plans of the Azerbaijan section of South Caspian Basin. *Conference Proc. 74th EAGE Conference and Exhibition incorporating. EUROPEC*, 2012. pp. 293–302. Available at: <https://www.earthdoc.org/content/serial/2214-4609> (accessed 12 December 2019).

Received: 18 December 2019.

Information about the authors

Khuraman Z. Mukhtarova, Cand. Sc., associate professor, Azerbaijan State Oil and Industry University.

Gultar J. Nasibova, Cand. Sc., associate professor, Azerbaijan State Oil and Industry University.