

## Региональные закономерности изменения фациального состава и коллекторских свойств нижнеплиоценовых пород (в пределах Нижнекуринской депрессии)

*А.А. Фейзуллаев<sup>1</sup>, В.Н. Лунина<sup>1</sup>, Г.Г. Исмаилова<sup>1</sup>, И.М. Мамедова<sup>2</sup>,  
Н.М. Садыхов<sup>1</sup>, Г.Т. Ахмедова<sup>3</sup>, Э.Х. Гулиев<sup>1</sup>, 2019*

<sup>1</sup>Институт геологии и геофизики НАНА, Баку, Азербайджан

<sup>2</sup>ГНКАР, НИПИ "Нефтегаз", Баку, Азербайджан

<sup>3</sup>ГНКАР, НГДУ имени Г.З. Тагиева, Баку, Азербайджан

Поступила 28 марта 2019 г.

Виконано комплексний аналіз (літофаціальний, мінеральний, хімічний склад і фільтраційно-ємнісні властивості порід) нижньопліоценових відкладів продуктивною товщі. Розглянуто регіональні закономірності їх зміни в межах Кюровдаг-Нафточалинської антиклінальної зони Нижньокуринської западини. Встановлено, що в літологічному складі вивчених порід переважає алевритова фракція, а основними породоутворювальними мінералами є кварц і польові шпати; вміст кальциту незначний. За результатами аналізу мікрофотоснімків (шліфів) виявлено просторову мінливість геометрії пор, а також форм і розмірів зерен, середній діаметр яких зменшується в напрямку з північного заходу (площа Кюровдаг) на південний схід (площа Нафточала). У цьому самому напрямку зменшуються відношення піщаної фракції до глинистої фракції, зниження кількості піщаних прошарків, збільшення карбонатності алевритових порід. У змінні пористості та проникності в цьому напрямку немає чітко вираженої закономірності, за винятком площі Бабазанан, де проникність досліджених зразків керна є низькою. Регіональний характер зміни літофаціальних властивостей порід добре корелюється з нафтогазоносністю продуктивної товщі, а також властивостями нафти і газу. Виявлено зменшення запасів вуглеводнів, початкових дебітів свердловин, вмісту гомологів метану у видобутому газі, змінення газового фактора і густини нафти в напрямку з північного заходу на південний схід, що пов'язане, найімовірніше, зі збільшенням глинистості порід резервуара. Результати виконаних досліджень можуть бути використані при плануванні дорозробки досліджених родовищ.

**Ключові слова:** продуктивна товща — нижній пліоцен, свердловина, керна, шліф, фільтраційно-ємнісні властивості порід, нафта, газ, Нижньокуринська западина, Азербайджан.

**Введение.** Несмотря на более чем вековую историю нефтедобычи в Азербайджане, нефть и газ продолжают играть главенствующую роль в ее экономике и поэтому энергетическая безопасность страны во многом определяется темпами при-

роста запасов углеводородов благодаря открытию новых месторождений, особенно в глубоководной части бассейна. Однако немаловажное значение имеет и увеличение коэффициента извлечения нефти из длительно разрабатываемых месторожде-

ний. Применяемыми в настоящее время технологиями извлечено лишь около 40 % разведанных запасов нефти. Поэтому увеличение нефтеотдачи пород резервуара является одной из приоритетных направлений в нефтегазовой отрасли.

Одним из путей решения этой проблемы является комплексный подход к детальному изучению пространственной изменчивости свойств пород-коллекторов с целью создания более объективной модели резервуара, необходимой для эффективной его разработки.

В современной теории и практике разработки нефтяных месторождений первоочередными задачами являются оценка и учет неоднородности продуктивных пластов, как при проектировании их разработки, так и в процессе ее осуществления [Сидоров, Низаев, 2006; Ахмедов, Ханларова, 2007; Пулькин, Зимина, 2012; Гусейнова, Худуева, 2016; Фейзуллаев и др., 2018].

Целью настоящей статьи является выявление на примере ряда длительно разрабатываемых месторождений Нижнекуринской депрессии региональных закономерностей изменения фациально-минералогического состава и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) Нижнеплиоценовых пород продуктивной толщи (ПТ), являющейся основным нефтегазовым резервуаром Южно-Каспийского бассейна (ЮКБ). В качестве объектов исследования были выбраны месторождения Кюровдаг, Гарабаглы, Бабазанан и Нефтечала, расположенные в пределах Кюровдаг-Нефтечалинского антиклинального пояса (рис. 1).

Особенности тектонического строения этих месторождений отражают геологические профили, приведенные на рис. 2.

**Фактический материал и методика исследований.** За длительный период разработки исследуемых месторождений накоплен достаточно большой фактический материал (геолого-промысловый, геофизический, петрографический, керновый и др.), что дает возможность детально проследить изменение свойств пород-коллекторов ПТ в региональном плане.

Решение поставленных задач основыв-

валось на изучении вещественного состава, петрофизических и других характеристик пород. Качественный и количественный минеральный состав предварительно раздробленных образцов керна был определен с помощью XRD-анализа на приборе MiniFlex600 (Австралия). Для анализа микронеоднородности пород были использованы специально изготовленные из образцов керна шлифы по восьми образцам (2 по месторождению Кюровдаг, 4 — Гарабаглы, 1 — Бабазанан и 1 — Нефтечала).

Изучение литофациального состава и ФЕС пород ПТ основано на данных анализов 277 образцов керна по 64 скважинам, в том числе по месторождению Кюровдаг — 167 образцов (31 скважина); Гарабаглы — 35 образцов (13 скважин); Бабазанан — 48 образцов (7 скважин); Нефтечала — 27 образцов (13 скважин). Для исключения влияния стратиграфического фактора региональные закономерности исследовались по разновозрастным породам (по V горизонту, аналогу Сураханской свиты по Абшеронской номенклатуре).

Для изучения взаимосвязи между нефтегазоносностью ПТ и его литофациальными свойствами были использованы фондовые материалы Института геологии и геофизики НАН Азербайджана.

**Результаты исследований и их обсуждение.** В формировании ПТ участвовало несколько источников сноса осадочного материала (Русская платформа, Большой и Малый Кавказ, Талыш, Эльбурс, Большой Балхан и Копетдаг), что обусловило ее значительную фациальную изменчивость. Отложения ПТ в пределах Нижнекуринской впадины обнажаются на сводах структур Бабазанан, Большой и Малый Харамы, Галамаддын, Мишовдаг, Бяндован и имеют широкое площадное распространение. Схема расчленения разреза ПТ Нижнекуринской впадины, базирующаяся на результатах электрического каротажа в скважинах, предложена А. М. Ахмедовым и Ш. Г. Ханларовой (1961) и известна в литературе как "Нефтечалинская". Наибольшее количество горизонтов во вскрытой части разреза ПТ выделяется на площади

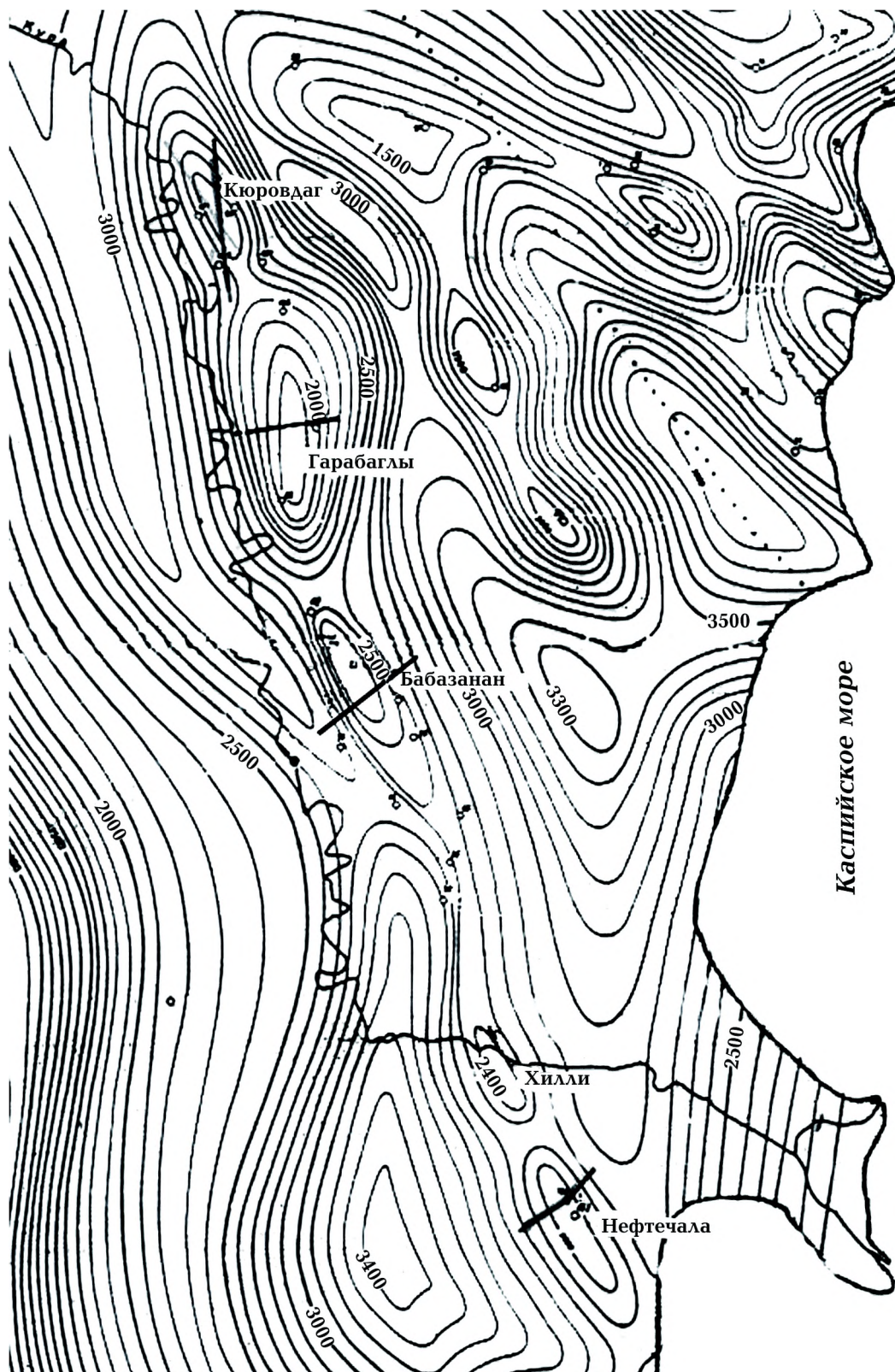


Рис. 1. Карта мощности ПТ с расположением исследуемых нефтегазоносных структур и геологических профилей.

Бабазанан, Кюровдаг и Нефтечала (20—22 горизонта). На остальных площадях их число не превышает 16—17, где имеется собственная стратиграфическая разбивка разрезов на горизонты.

Объектом нашего исследования выбран V горизонт по нефтечалинской разбивке. Этот горизонт, соответствующий верхам ПТ и являющийся аналогом I горизонта по бабазананской шкале и верховсураханской свиты по абшеронской разбивке, отличается наибольшей песчаностью разреза. Разрез ПТ в Нижнекуринской впадине впервые был описан на площади Бабазанан, где породы обнажаются на поверхности. Верхняя часть бабазананской свиты представлена чередованием песков, песчаников и глин с преобладанием пронцаемых разностей. Благодаря мощным песчаным пачкам она хорошо дифференцирована на электрокаротажных диаграммах скважин.

Анализ микрфотоснимков шлифов образцов керна (рис. 3) свидетельствует о том, что изучаемые породы плохо отсортированы. На снимках отчетливо видна изменчивость в строении пустотного пространства, а также в формах и размерах зерен, средний диаметр которых уменьшается в направлении с северо-запада (месторождение Кюровдаг) на юго-восток (Нефтечала) от 0,400 до 0,204 мм (табл. 1).

Главными породообразующими компонентами являются обломки пород, содержание которых доходит до 45,5% (Кюровдаг). Кварц присутствует в количестве 8,4—19%, полевые шпаты — 15 ÷ 34,4%. Содержание глинистых минералов, представленных в основном каолинитом и монтмориллонитом, колеблется в значительных пределах: каолинит 0,5—2,5%, монтмориллонит 1,7—18,4%. Наличие аутигенного цемента (1—5,6%) и вторичных зерен (1,2—4,8%) способствует снижению ФЕС пород. Пористость их составляет 0,1—12,0%, а проницаемость — от минимальной до  $35 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Видимое поровое пространство изменяется от 2,0 до 10%, карбонатность пород колеблется в пределах 5,6—15,8%.

Образец из интервала 2496—2500 м (скв. 425, месторождение Кюровдаг) представляет собой аркозовый песчаник, сложенный кластическими зернами кварца и полевого шпата полуокатанной формы. В меньшем количестве встречаются биотит, роговая обманка, хлорит, рудные минералы, обманки кремнистых пород, остатки организмов, сохранившиеся створки которых заполнены кальцитом. Содержание цемента в образце незначительно. Цемент карбонатно-серицитового типа с примесью железистого материала, и поэтому многие кластические зерна соприкасаются друг с другом, а остающиеся между ними поры заполнены карбонатно-серицитовым цементом.

Образец из скв. 76 (2690—1700 м) месторождения Гарабаглы представлен кварцево-известковистым песчаником, сложенным кластическими зернами кварца и полевого шпата. В меньшем количестве встречаются роговая обманка, биотит, листочки хлорита, рудные минералы, кремнистые образования. Встречаются обломки вулканогенных пород, остатки организмов, створки которых заполнены кальцитом. Структура породы неравномерно-зернистая. Количество цемента также небольшое, тип его железисто-кремнистый. Как и в первом случае, зерна минералов иногда соприкасаются друг с другом и тогда оставшееся между ними пространство заполнено железисто-кремнистым поровым цементом.

Результаты XRD-анализа образцов керна представлены на рис. 4 и в табл. 2, где приводятся данные их минералогического состава.

Из представленного рис. 4 и данных табл. 2 видно, что основным породообразующим минералом изучаемых пород является кварц. Значения кальцита и полевых шпатов колеблются в небольших пределах. Глинистые минералы представлены в сопоставимых объемах монтмориллонитом, каолинитом и гидрослюдой. Кроме того, в исследуемых образцах породы встречаются доломит и гематит, а на площадях Гарабаглы и Бабазанан обнаруже-

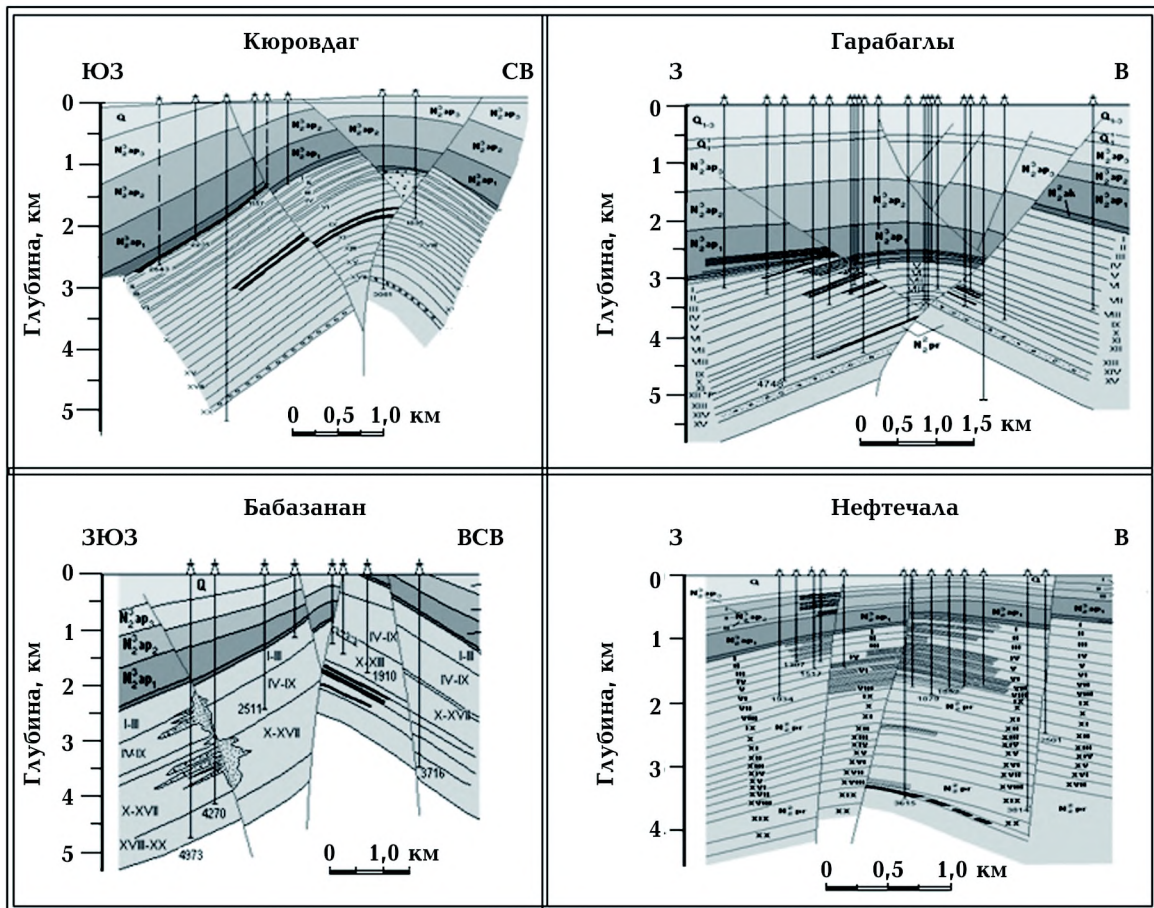


Рис. 2. Геологические профили через исследуемые месторождения, отражающие особенности их тектонического строения.

но также присутствие в незначительном количестве гипса.

В табл. 3 и на рис. 5—7 приводятся результаты исследования гранулометрического состава и закономерностей изменения ФЕС пород V горизонта в пределах Кюровдаг-Нефтечалинской антиклинальной зоны.

Как видно из приведенных данных, значения отношения ( $\Phi_{пес}/\Phi_{гл}$ ) песчаной фракции к глинистой ( $0,1 < \text{фракция} < 0,01$ ) (рис. 5, а) пород V горизонта имеют большой диапазон изменения, средние значения которых уменьшаются в направлении с северо-запада (Кюровдаг) на юго-восток (Нефтечала) с 2,7 до 0,37, т. е. содержание песчаной фракции в породах в среднем уменьшается в 7 с лишним раз.

Карбонатность пород изменяется в не-

больших пределах, средние значения которых увеличиваются в направлении от Кюровдага (9,8 %) к Нефтечала (14,9 %). В изменении пористости и проницаемости в этом направлении нет четко выраженной закономерности. Пористость пород в целом, как и карбонатность, колеблется в небольших пределах (в среднем 20—25 %), значения проницаемости на исследуемых площадях очень близки ( $160\text{—}170 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , за исключением площади Бабазанан, где проницаемость исследованных образцов зерна низкая (в среднем  $22,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ).

В направлении от площади Кюровдаг к площади Нефтечала количество песчаных прослоев заметно снижается. На площади Нефтечала песчаные породы (фракция более 0,1 мм — более 50 %) не обнаружены. Здесь ФЕС пород контролиру-

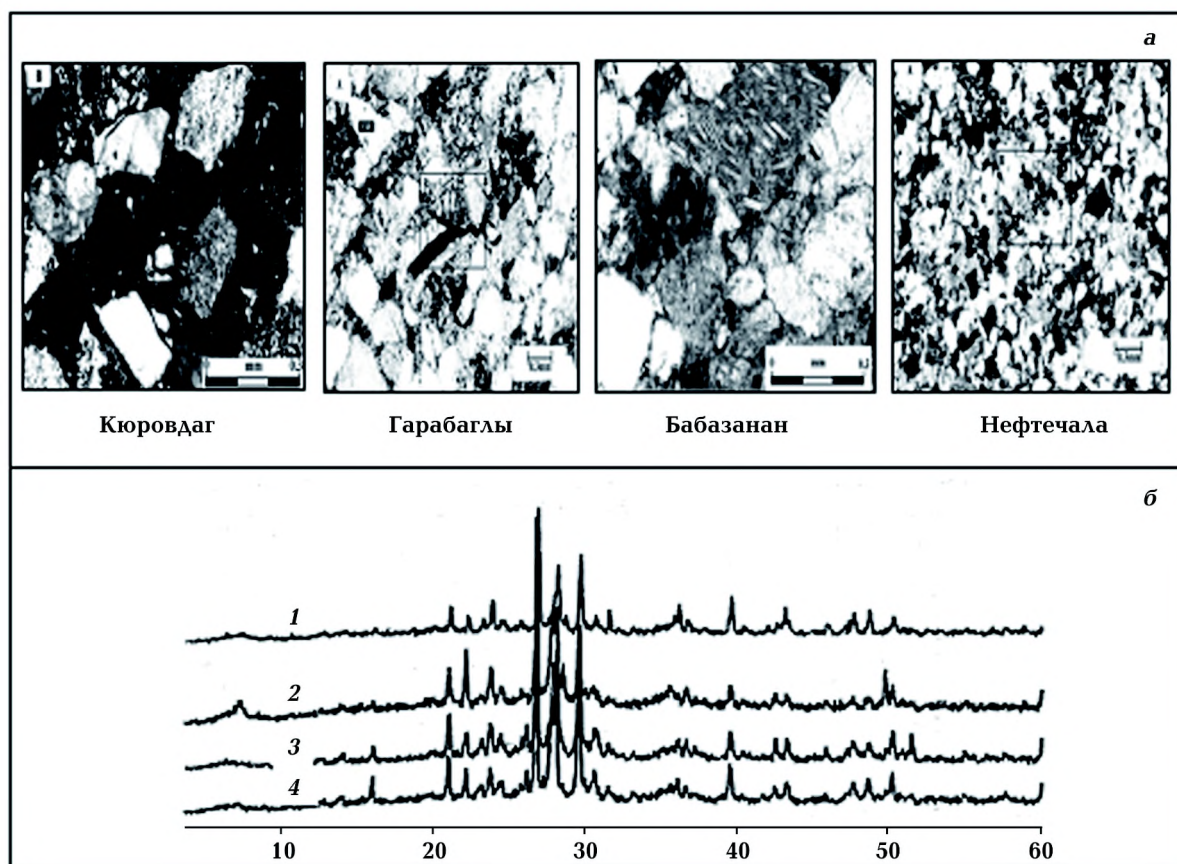


Рис. 3. Микрофотоснимки шлифов (а) и дифрактограммы (б) пород месторождений: 1 — Кюровдаг (скв. 425, глубина 2496—2500 м); 2 — Гарабаглы (скв. 76, 2690—2700 м); 3 — Бабазанан (скв. 49, 4311—4320 м); 4 — Нефтечала (скв. 731, 2840—2845 м).

ет в основном содержание алевритовой фракции, которая является преобладающей. ФЕС отдельных литологических разностей изменяется в широких пределах: пористость *песчаных пород* изменяется от 16 до 37 %, а значения проницаемости колеблются в пределах  $(7 \div 676) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  при незначительной карбонатности пород (1—20 %) (см. рис. 6).

Диапазон изменения пористости *алевритовых пород* (см. рис. 7) больше, чем *песчаных* (5,8—47 %) за счет появления низкопористых разностей (месторождение Бабазанан, скв. 50, интервал отбора керна 2845—2850 м, пористость 5,8 %). Проницаемость, хотя и изменяется в тех же пределах, что и в *песчаных* породах, но количество низкопроницаемых разностей увеличивается. Карбонатность алевритовых

пород изменяется от 5,0 до 40 %. В среднем карбонатность алевритовых пород повышается от Кюровдага (10 %) к площади Нефтечала (15 %).

Чистых *глинистых разностей* (фракция менее 0,01 мм) мало, в основном это неотсортированные породы. Важно отметить, что тенденция изменения свойств пород ПТ от месторождения Кюровдаг на северо-западе антиклинального пояса к месторождению Нефтечала на крайнем юго-востоке антиклинального пояса хорошо сопоставляется с изменением в этом направлении ее нефтегазоносности. Так, в направлении от Кюровдага к площади Нефтечала наблюдается уменьшение запасов углеводородов (табл. 4) [Фейзуллаев, 1992]. В этом же направлении в 4,6 раза уменьшается площадь нефтеносности

**Т а б л и ц а 1. Литолого-минералогическая характеристика и коллекторские свойства пород месторождений Кюровдаг, Гарабаглы, Бабазанан и Нефтечала (по результатам петрографических анализов шлифов)**

Площадь	Интервал исследования, м	Номер скв.	Диаметр зерен, мм	Кварц, %	Полевые шпаты, %	Обломки пород, %	Другие включения, %	Цемент, %	Аутигенная глинистость, %	Зерна вторичных минералов, %	Видимое поровое пространство	Проницаемость (Кпр), $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Пористость (Кп), %	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Карбонатность (Ск), %	Содержание глинистых минералов, %				Микропористость, %
																Иллит	Смектит	Каолинит	Хлорит	
Кюровдаг	2496—2500	425	0,400	19,0	15,0	45,5	2,6	4,0	2,5	1,2	10,3	10,0	12,0	2,41	8	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	0
Гарабаглы	2690—2700	76	0,382	10,8	21,2	36,8	2,8	12,8	5,6	4,8	5,2	7,8	6,0	2,41	11,6	—	5,6	—	—	0,12
Бабазанан	4320—4320	49	0,180	14,3	24,3	40,0	2,8	12,0	3,5	4,0	2,0	мин.	0,1	2,41	15,8	1,1	1,7	0,5	0,2	—
Нефтечала	2840—2845	731	0,204	8,4	34,4	26,8	4	12,8	1,0	2,6	10,0	35	10,7	2,40	5,6	2,45	18,4	2,5	1,23	0,12

Т а б л и ц а 2. Результаты минералогического анализа образцов керн по месторождениям Нижнекуринской депрессии

Месторождение	Интервал исследования, м	Номер скв.	SiO <sub>2</sub>	Полевые шпаты	CaCO <sub>3</sub>	Монтмориллонит (смектит)	Каолинит	Гидрослюда (иллит)	CaSO <sub>4</sub> · 2H <sub>2</sub> O (типс)	CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
Кюровдаг	2496—2500	425	27	11	15	9	10	8	—	10	10
Гарабаглы	2690—2700	76	25	13	13	12	10	10	1	8	8
Бабазанан	4311—4320	49	25	15	25	10	6	6	3	6	4
Нефтечала	2840—2845	731	35	14	20	6	5	6	—	9	5

и почти в 1,5 раза эффективная нефтенасыщенная мощность V горизонта, а коэффициенты нефтеотдачи пород сокращаются соответственно на 38 и 64 % (табл. 5). Начальный дебит нефти по залежам V горизонта уменьшается в этом направлении в 4,5 раза, а отношение дебита воды к дебиту нефти увеличивается в 3,3 раза.

В указанном направлении происходит уменьшение в добываемом газе гомологов метана (рис. 8). Это, возможно, связано с увеличением содержания в породе глинистой фракции, обладающей высокими адсорбционными свойствами, способствующими удержанию в пласте тяжелых газовых компонентов.

В направлении от Кюровдага к площади Нефтечала также наблюдается увеличение плотности нефти и изменение газового фактора (рис. 9).

**Заключение.** Обобщение результатов выполненного комплексного анализа вещественного состава и ФЕС пород ПТ в пределах Кюровдаг-Нефтечалинской антиклинальной зоны Нижнекуриской впадины позволило установить, что:

- главными пороодообразующими компонентами являются обломки пород, кварц и полевые шпаты. Глинистые минералы, представлены в основном каолинитом и монтмориллонитом;
- ФЕС пород контролируются в основном содержанием преобладающей алевритовой фракции. При примерно сопоставимых значениях проницаемости диапазон изменения пористости алевритовых пород больше, чем песчаных за счет наличия в первых низкопористых разностей;
- наличие аутигенного цемента и вторичных зерен также способствует снижению ФЕС пород. Цемент преимущественно карбонатно-серпентинового и железисто-кремнистого типа.

Анализ региональных закономерностей изменения вещественного состава пород ПТ выявил изменчивость в строении пустотного пространства, а также в формах и размерах зерен, средний диаметр которых уменьшается в направлении с севе-



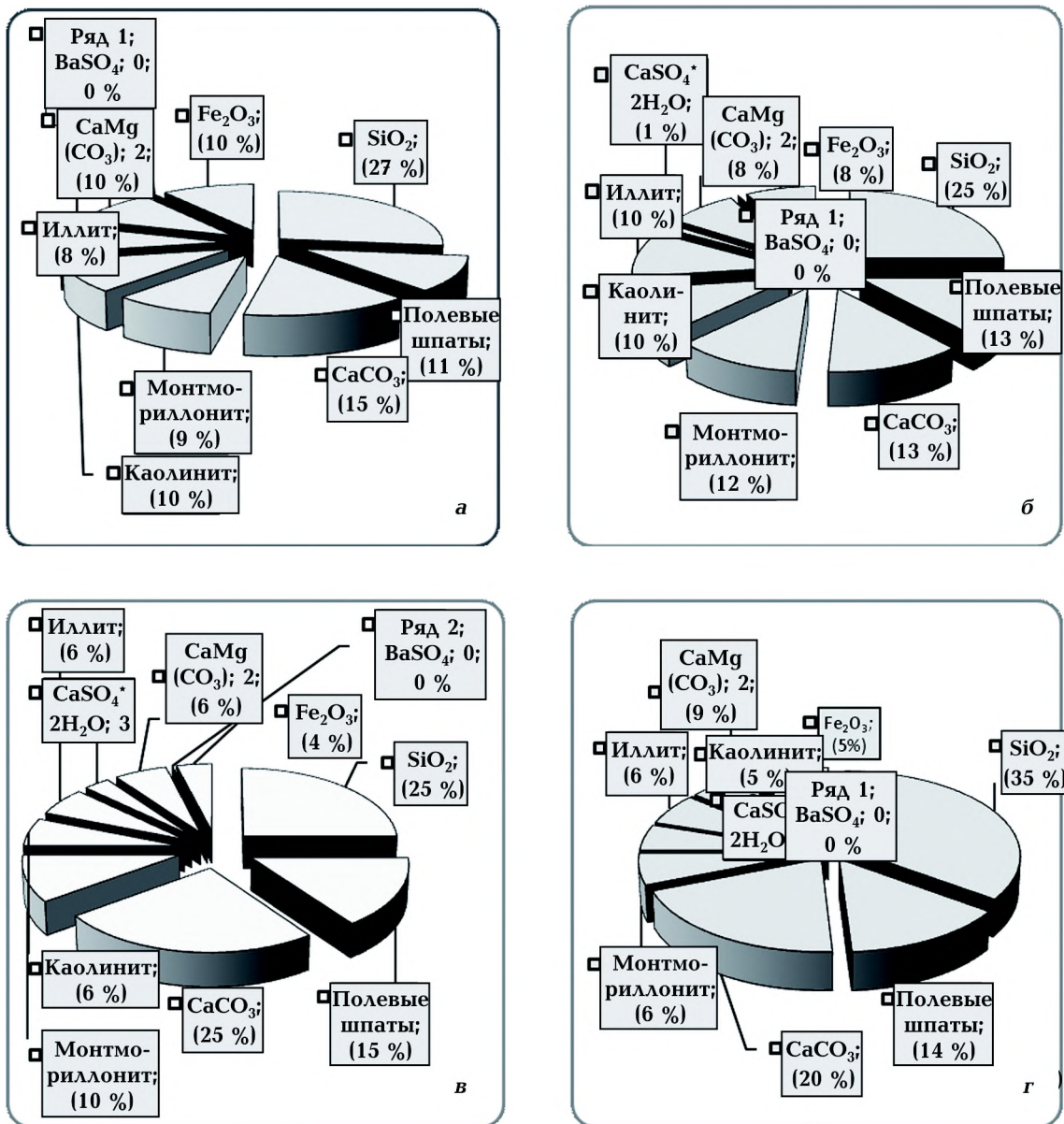


Рис. 4. Результаты минералогического анализа образцов керна месторождений Кюровдаг (а), Гарабаглы (б), Бабазанан (в), Нефтечала (г).

ро-запада (месторождение Кюровдаг) на юго-восток (Нефтечала). Это находит свое отражение в уменьшении в данном направлении значений отношения песчаной фракции к глинистой. В этом же направлении заметно снижается количество песчаных прослоев и увеличивается карбонатность алевролитовых пород.

В изменении пористости и проницаемости в этом направлении нет четко выраженной закономерности, за исключени-

ем площади Бабазанан, где проницаемость исследованных образцов керна низкая.

Установленный региональный характер изменения литофациальных и фильтрационно-емкостных свойств пород хорошо коррелируется с нефтегазоносностью ПТ. Выявлено уменьшение запасов углеводородов, начальных дебитов скважин, а также содержания гомологов метана в извлекаемом газе и увеличение плотности нефти в направлении с северо-запада на юго-

**Т а б л и ц а 3. Гранулометрический состав и ФЕС разнофациальных пород V горизонта сураханской свиты месторождений Кюровдаг, Гарабаглы, Бабазанан и Нефтечала**

Площадь, интервал исследования	Тип породы	Параметры	Гранулометрический состав, % фракции, мм				Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, $10^{-15} \text{ м}^2$
			более 0,25	0,25—0,1	0,1—0,01	менее 0,01			
Кюровдаг, 1130—3030 м	в общем	Интервал изменения	0,0—15,6	2,9—71,7	11,2—75,5	6,2—43,7	1,1—27,5	10,2—31,3	5,0—700
		Среднее значение	2,3 (167)*	47,5 (167)	31,6 (167)	18,6 (167)	9,8 (171)	24,2 (176)	155,5 (150)
	пески	Интервал изменения	0,2—15,6	42,1—71,7	11,2—42,3	6,2—23,9	1,1—20,5	16—30	20—676
		Среднее значение	2,9 (71)	57,8 (71)	24,6 (71)	14,7 (71)	8,7 (70)	24,9 (71)	200,7 (63)
	алевриты	Интервал изменения	0,0—1	2,9—34,2	50,3—75,5	12,6—35,2	6,4—27,5	12,9—31,3	5,0—308
		Среднее значение	0,26 (47)	20,6 (47)	59 (47)	20,2 (47)	10,7 (47)	24,2 (47)	113,6 (47)
	глины	Интервал изменения	0,2—0,5	12,3—15,7	42,2—43,5	41,9—43,7	9,0—14,0	16,6—24,1	7,0—90,0
		Среднее значение	0,35 (2)	14 (2)	42,8 (2)	42,8 (2)	11,5 (2)	20,4 (2)	48,5 (2)
Гарабаглы, 2288—3415 м	в общем	Интервал изменения	0,0—69,3	3,1—68,6	3,5—75	3,6—50,4	1,5—22,1	9,5—36,9	6,2—521
		Среднее значение	17,8 (35)	31,1 (35)	26,5 (35)	24,5 (35)	9,8 (55)	21,3 (52)	158,4 (27)
	пески	Интервал изменения	1,0—69,3	13—68,6	3,5—37,4	3,6—32,7	1,5—19,1	19—36,9	35—521
		Среднее значение	32,2 (19)	35,4 (19)	14,7 (19)	18,6 (19)	9,9 (19)	24,4 (17)	160,8 (15)
	алевриты	Интервал изменения	0,0—0,3	3,1—27,7	55,1—75	16,5—39,3	5,4—15,4	13,7—24,1	6,2—432
		Среднее значение	0,13 (6)	18,4 (6)	58,1 (6)	22,5 (6)	10,2 (6)	20,6 (6)	158 (5)
глины	Среднее значение	0,6 (1)	11,5 (1)	37,5 (1)	50,4 (1)	14,2 (1)	17,4 (1)	—	

Бабазанан, 1859—4317 м	в общем	Интервал изменения	0,1—44,2	0,4—30,0	2,5—66,5	19,5—48	5,1—62	3,0—47	0,001—217
		Среднее значение	3,9 (48)	9,9 (48)	52 (48)	34 (48)	13,7 (48)	19,8 (47)	22,4 (36)
	пески	Интервал изменения	36,6—42,2	21—30	2,5—4,5	29,5—32,2	10,0—13,2	19,0—22,1	7,2—11,5
		Среднее значение	39,6 (3)	26,5 (3)	3,3 (3)	30,7 (3)	11,1 (3)	20,9 (3)	9,9 (3)
	алевриты	Интервал изменения	0,1—2,0	0,4—26,2	51—66,5	19,5—48,0	5,1—40,4	5,8—47,0	0,001—217
		Среднее значение	0,55 (37)	6,6 (37)	57,9 (37)	34,1 (37)	11,9 (37)	20,2 (36)	28,4 (26)
глины		<b>глин нет</b>							
Нефтечала, 500—2352 м	в общем	Интервал изменения	0,0—21,2	0,6—40,1	25,5—71,6	13,6—70,8	8,2—44,0	9,4—33,3	6,0—569
		Среднее значение	1,2 (27)	11,5 (27)	52,7 (27)	34 (27)	14,9 (33)	25,6 (41)	177 (22)
	пески		<b>песков нет</b>						
	алевриты	Интервал изменения	0,0—0,9	0,6—28,2	50,0—71,6	13,6—46,9	9,0—23,2	11,5—33,0	9,6—569
		Среднее значение	0,16 (18)	8,0 (18)	63,0 (18)	29,0 (18)	14,8 (13)	25,3 (18)	181,2 (11)
	глины	Интервал изменения	0,0—0,2	0,8—18,0	25,5—36,8	45,2—70,8	12,6—21,0	9,4—15,5	—
Среднее значение		0,1 (3)	7,8 (3)	30,5 (3)	60,3 (3)	17,5 (3)	11,5 (2)	непрони- цаемый (2)	

\* (в скобках число определений).

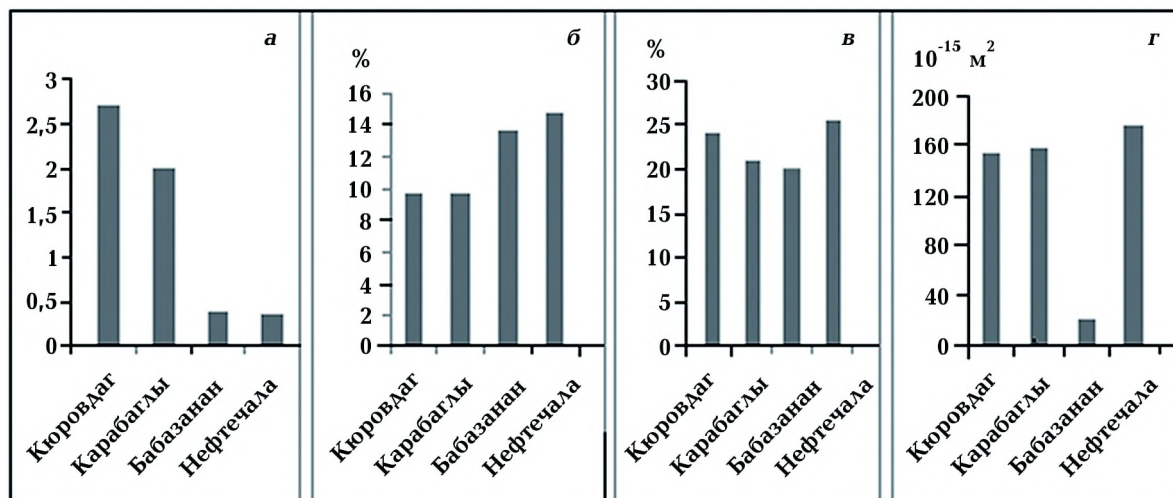


Рис. 5. Изменение в среднем по разрезу значений песчаности (а), карбонатности (б), пористости (в) и проницаемости (г) пород V горизонта Сураханской свиты ПТ с северо-запада на юго-восток месторождений Нижнекуринской депрессии.

**Т а б л и ц а 4. Запасы нефти и газа верхних горизонтов ПТ на 01.01.1968 г. (по категории А + В + С)**

Месторождение	Нефть, усл. ед.	Газ, усл. ед.		
		растворенный	свободный	всего
Кюровдаг	115,4	29,8	23,4	34,0
Карабаглы	110,8	18,4	1,0	18,6
Нефтчала	1,0	1,0	—	1,0

**Т а б л и ц а 5. Промысловые характеристики по залежам V горизонта ПТ месторождений Кюровдаг, Гарабаглы и Нефтчала**

Месторождение	Год вступления в эксплуатацию	Количество объектов	Площадь нефтенасыщенности, $10^4 \text{ м}^2$	Эффективная нефтенасыщенность, м	Начальный дебит нефти по залежи, усл. ед.	Отношение дебита воды к дебиту нефти	Текущий коэффициент нефтеотдачи
Кюровдаг	1955	25	1280	16	178,2	7	0,238
Гарабаглы	1960	11	469	17	84,4	2	0,124
Нефтчала	1931	15	279	10	39,2	23	0,085

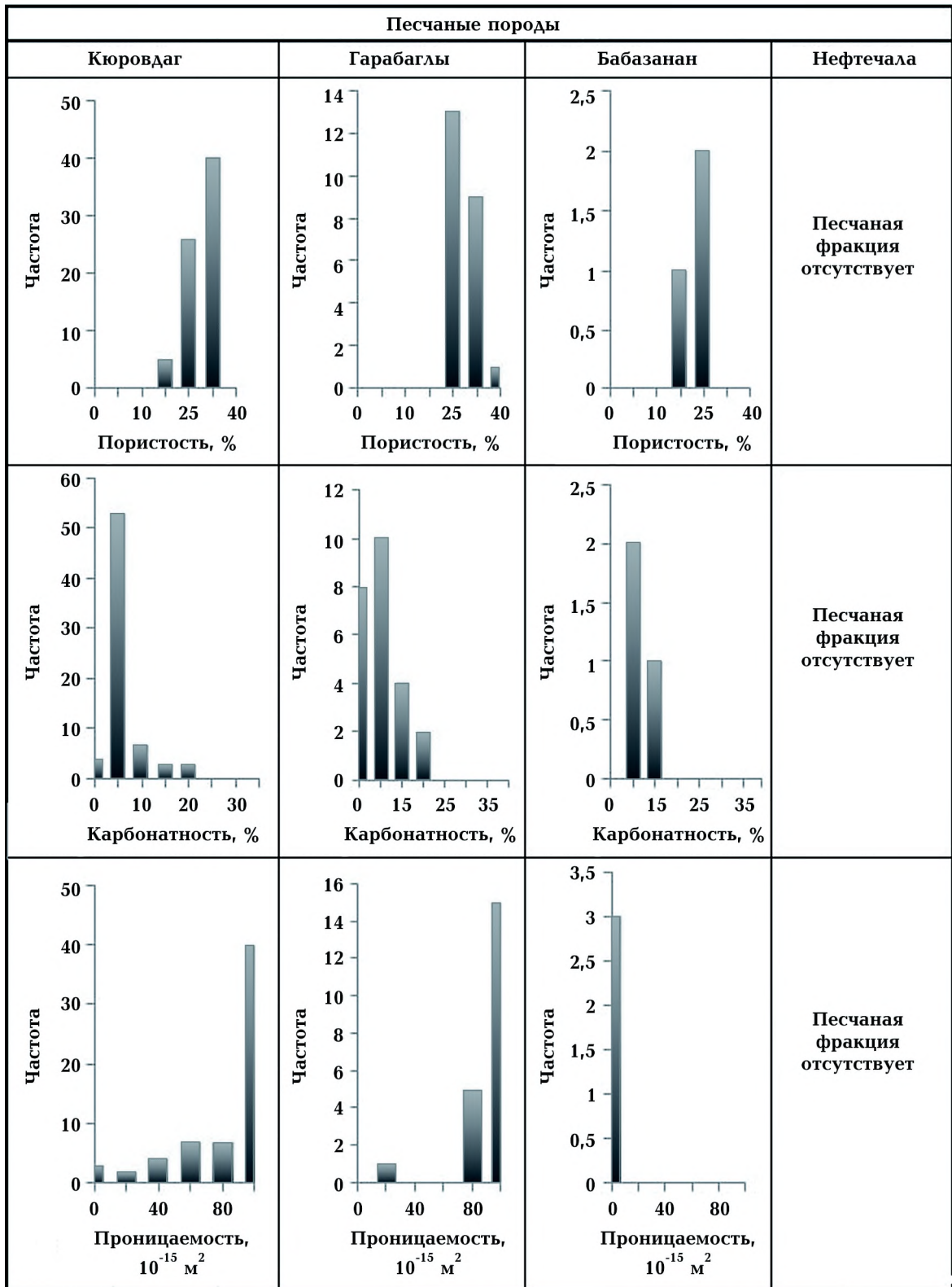


Рис. 6. Изменение коллекторских свойств песчаных пород месторождений Кюровдаг, Гарабаглы, Бабазанан и Нефтечала.

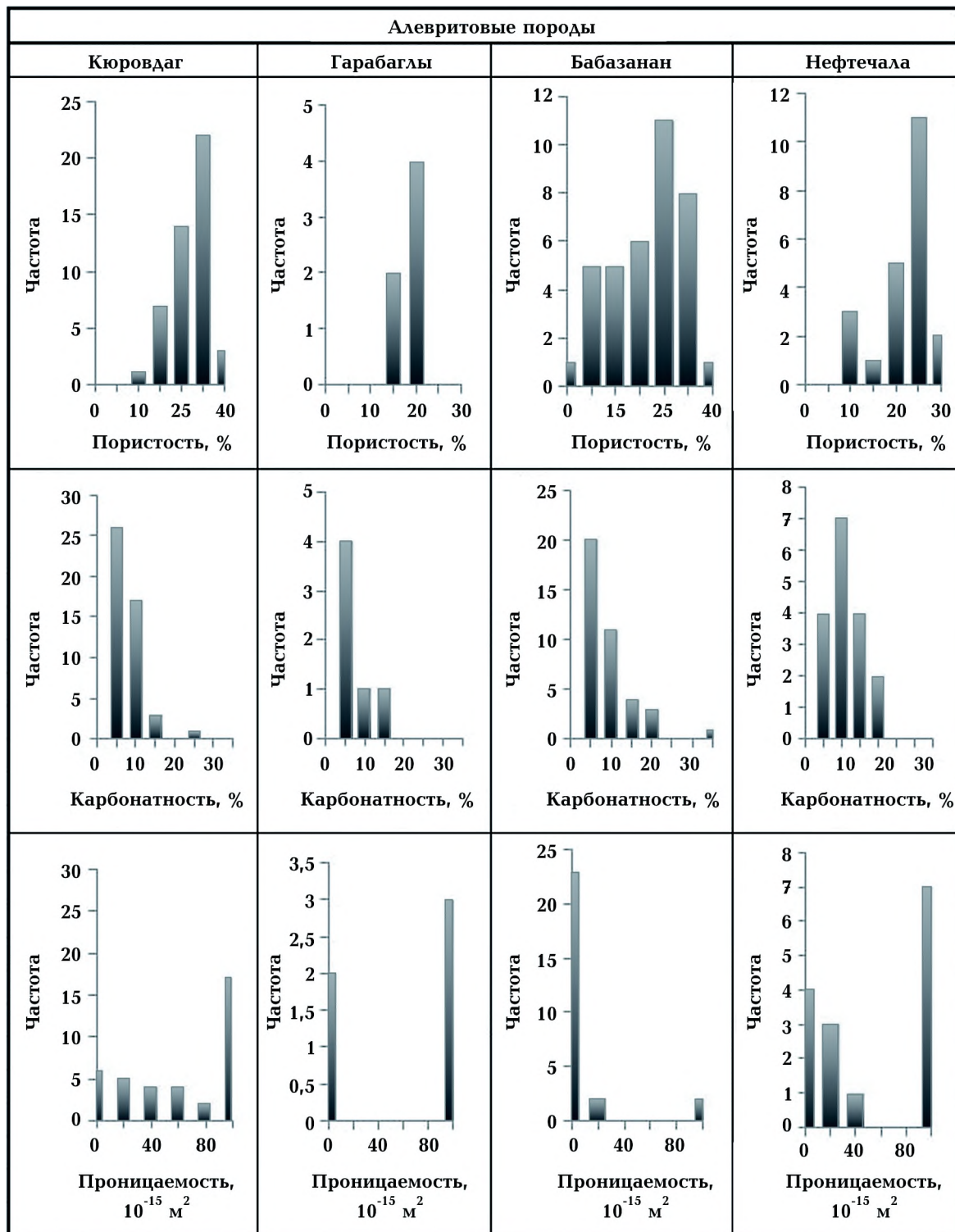


Рис. 7. Изменение коллекторских свойств алевритовых пород месторождений Кюровдаг, Гарабаглы, Бабазанан и Нефтечала.

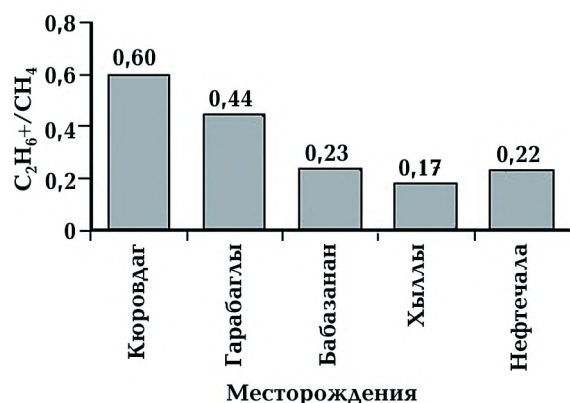


Рис. 8. Гистограммы распределения средних значений отношения  $C_2H_6 + / CH_4$  в газах месторождений Кюровдаг-Нефтечалинской антиклинальной зоны.

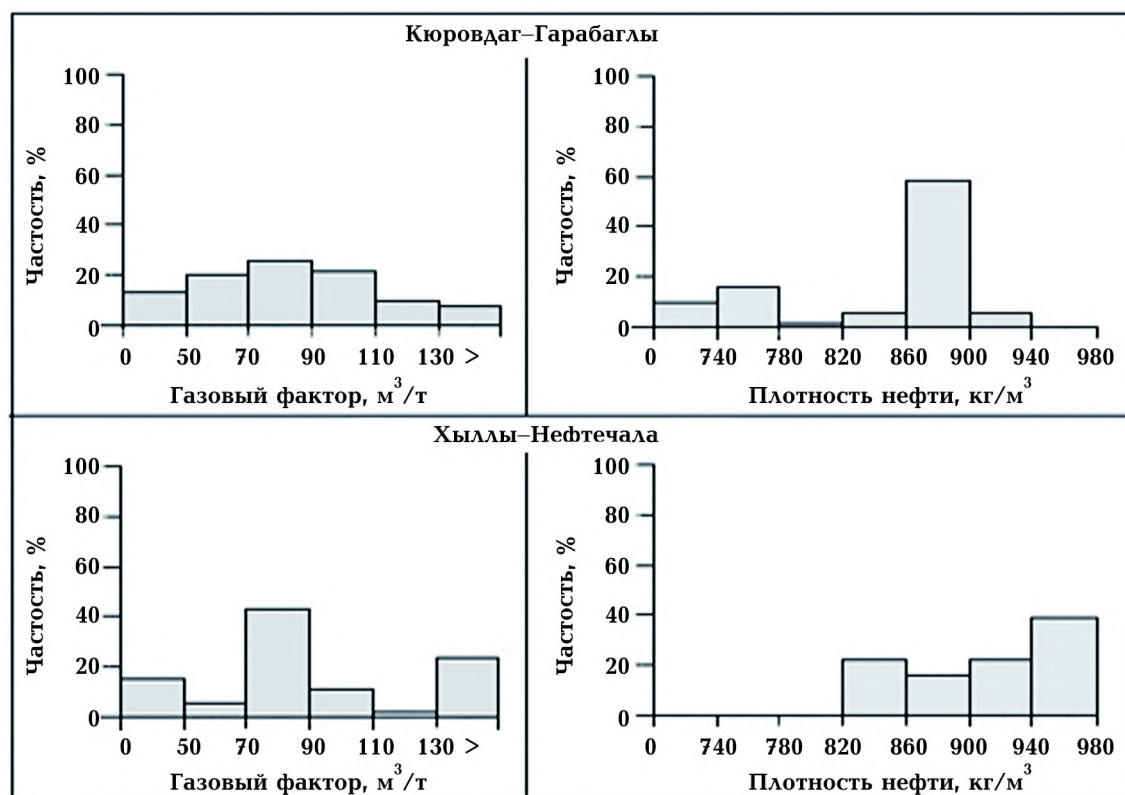


Рис. 9. Сравнение гистограмм распределения значений газового фактора и плотности нефтей месторождений, расположенных на северо-западе (Кюровдаг—Гарабаглы) и юго-востоке (Хылы—Нефтечала) Кюровдаг-Нефтечалинского антиклинального пояса.

восток, связанное, вероятнее всего, с повышением глинистости пород резервуара.

Результаты выполненных исследований

могут быть использованы при планировании доработки исследованных месторождений.

**Благодарности.** Авторы выражают благодарность канд. геол.-минерал. наук, ведущему научному сотруднику Центра аналитических исследований Института геологии и геофизики НАН Азербайджана А. С. Амирову за выполненные химические и минералогические анализы пород.

Список литературы

- Ахмедов А. М., Ханларова Ш. Г. Схема расчленения разреза продуктивной толщи ниже некуринской впадины. В кн.: *Геология Азербайджана, Т. 1 "Стратиграфия", Ч. 2 "Мезозой и кайнозой"*. Гл. ред. А. Али-заде. Баку: Nafta-Press, 2007, С. 419—427.
- Гусейнова А. Р., Худуева Г. М. Сравнительная характеристика литологического состава и коллекторских свойств пород месторождений Гюнешли и Кяпаз. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 2016. № 7-8. С. 11—14.
- Пулькина Н. Э., Зимина С. В. Изучение неоднородности продуктивных пластов. Томск: Изд. Томск. политехн. ун-та, 2012, 79 с.
- Сидоров С. В., Низаев Р. Х. Влияние геологической неоднородности на технологические показатели разработки нефтяных месторождений. *Нефтяное хозяйство*. 2006. № 3. С. 42—45.
- Фейзуллаев А. А. Углеводородный газовый режим складчатых областей в связи с геохимическими поисками нефти и газа: Дис. ... д-ра геол.-мин. наук. Баку: Фонд ИГи Г НАНА, 1992.
- Фейзуллаев А. А., Лунина В. Н., Мирзоева Д. Р., Мамедова И. М., Ахмедова Г. Т. Пространственные особенности изменения петрофизических и коллекторских свойств пород продуктивной толщи (на примере месторождения Гюнешли, Южно-Каспийский бассейн). *Геофиз. журн.* 2018. Т. 40. № 2. С. 141—153. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.128936>.

## Regional regularities of variations of facial composition and reservoir properties of Early Pliocene rocks (within the limits of the Lower Kura depression)

*A.A. Feyzullayev, V.N. Lunina, G.G. Ismaylova, I.M. Mamedova, N.M. Sadykhov, G.T. Akhmedova, E.H. Guliev, 2019*

Complex analysis (litho-facial, mineralogical, chemical composition and reservoir properties of rocks) of Early Pliocene of Productive series has been conducted and regional regularities of their variations within the limits of Kurovdag-Neftechala anticline zone of Lower Kura depression have been considered. It has been found that in lithological composition of the rocks studied siltstone fraction predominates and the main rock forming minerals are quartz and feldspars; calcite content is insignificant. According to the results of microphotographs analysis (thin sections) spatial variability of geometry of pore has been found as well as of forms and sizes of grains, their average diameter decreasing from NW (Kurovdag area) to SE (Neftechala area). Decrease of ratios of sandy fraction and clayish one, decrease of the sandy interbeds number, increase of carbonate content in siltstones have been recorded in the same direction. There is no clearly expressed regularity in porosity and permeability in this direction except Babazanan area where permeability of core samples is low. Regional character of changes of rock litho-facial properties correlates well with oil and gas content in Productive series as well as with properties of oil and gas. Decrease of hydrocarbon reserves, initial yields of wells, content of methane homologues in extracted gas, change of gas-oil ratio and oil density from NW to SE has been revealed, related most probably with growth of clayiness of reservoir rock. Results of conducted studies may be used while planning further petroleum engineering works on the studied fields.

**Key words:** Productive series — Early Pliocene, well, core, thin section, reservoir, oil, gas, properties of rocks, Lower Kura depression, Azerbaijan.



### References

- Akhmedov, A. M., & Khanlarova, Sh. G. (2007). The scheme of dismemberment of the section of the productive stratum of the Nizhnekurinskaya depression. In A. Ali-zade (Ed.), *Geology of Azerbaijan* (Vol. 1 "Stratigraphy", Pt. 2 "Mesozoic and Cenozoic", pp. 419—427). Baku: Nafta-Press (in Russian).
- Huseynova, A. R., & Khuduyeva, G. M. (2016). Comparative characteristics of the lithological composition and reservoir properties of rocks from the fields of Guneshli and Kapaz. *Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozyaystvo*, (7-8), 11—14 (in Russian).
- Pulkina N. E., & Zimina S. V. (2012). *Study of productive layer heterogeneity*. Tomsk: Publ. of Tomsk Polytechnic University, 79 p. (in Russian).
- Sidorov, S. V., & Nizaev, R. Kh. (2006). The influence of geological heterogeneity on the technological indicators of oil field development. *Neftyanoye khozyaystvo*, (3), 42—45 (in Russian).
- Feyzullaev, A. A. (1992). *Hydrocarbon gas regime of folded regions in connection with the geochemical search for oil and gas*: Doctor's thesis. Baku (in Russian).
- Feyzullaev, A. A., Lunina, V. N., Mirzoeva, D. R., Mamedova, I. M., & Akhmedova, G. T. (2018). Spatial features of changes of petrophysical and reservoir properties of rocks of the Productive series (case study Gunashli field, South-Caspian basin). *Geofizicheskiy zhurnal*, 40 (2), 141—153. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.128936> (in Russian).