

Научная статья

УДК 553.98

DOI: 10.37102/0869-7698_2022_222_02_8

Горизонт 1^В Подкирмакинской свиты Продуктивной толщи месторождения Нефт Дашлары и состояние его разработки

С.М. Гахраманлы

Севиль Мастан кызы Гахраманлы

научный сотрудник

Институт нефти и газа Национальной Академии наук Азербайджана, Баку,

Азербайджан

sevila65@mail.ru

<https://orcid.org/0000-0002-5655-8893>

Аннотация. Представлены результаты применения метода комплексной площадной интерпретации геофизической и геологопромысловой информации для изучения текущего состояния разработки 1^В горизонта Подкирмакинской (ПК-1^В) свиты Продуктивной толщи (ПТ) месторождения Нефт Дашлары и использования интерпретационной системы DV-Seys Geo. Представлены трехмерные геомодели объекта, построенные по петрофизическим параметрам, результаты изучения геолого-статистическим методом взаимосвязи между скважинами, а также определение коэффициента распространения коллекторов по площади.

Даны результаты анализа выработанности объекта, информация об отборе образцов кернов из активно и пассивно включенных к разработке пропластков, а также об объеме остаточного запаса нефти по горизонту ПК-1^В ПТ.

Ключевые слова: месторождения, горизонт, интерпретация, геомодель, пористость, нефтенасыщенность, коллектор, геофизический, геологический

Для цитирования: С.М. Гахраманлы. Горизонт 1^В Подкирмакинской свиты Продуктивной толщи месторождения Нефт Дашлары и состояние его разработки // Вестн. ДВО РАН. 2022. № 2. С. 98–105. https://doi.org/10.37102/0869-7698_2022_222_02_8.

The 1^v horizon of the Podkirmakinskaya formation of the Productive strata of the Oil Dashlary deposit and state of its development

S.M. GAHRAMANLI

Sevil M. GAHRAMANLI

Researcher

Institute of Oil and Gas of the National Academy of Sciences of Azerbaijan, Baku,

Azerbaijan

sevila65@mail.ru

<https://orcid.org/0000-0002-5655-8893>

Abstract. The article presents the results of the application of the method of complex areal interpretation of geophysical and geological-field information to study the current state of development of the 1^v horizon of the Podkirmakinskaya (PK-1^v) formation of the Productive Strata (PS) of the Oil Dashlary deposit and the use of the DV-Seys Geo interpretation system. Three-dimensional geomodels of the object constructed according to petrophysical parameters, the results of studying the relationship between wells by the geological and statistical method, as well as determining the coefficient of distribution of reservoirs over the area are presented.

The results of the analysis of the depletion of the object, information on core sampling of interlayers that are actively and passively involved in the development, as well as on the amount of residual oil reserves along the horizon of PK -1^v PS are given.

Keywords: deposits, horizon, interpretation, geomodel, porosity, oil saturation, reservoir, geophysical, geological

For citation: S.M. Gahramanli. 1^v the horizon of the Podkirmaki formation of the Productive strata of the Oil Dashlary deposit and state of its development. *Vestnik of the FEB RAS*. 2022;(2):98-105. (In Russ.). https://doi.org/10.37102/0869-7698_2022_222_02_8.

Введение

Месторождение Нефть Дашлары открыто в 1949 г. опробованием скважины № 1, где был получен промышленный приток нефти из Калинской свиты ПТ.

Район Нефть Дашлары представляет собой область открытого моря. Глубина моря в районе расположения структуры длиной 7 км и шириной 3 км, вытянутой с северо-запада на юго-восток и окаймляющей свод антиклинальной складки, составляет 40–60 м.

Обслуживание добывающих и нагнетательных скважин в основном осуществляется с эстакады, длина которой более 200 км.

Месторождение Нефть Дашлары имеет сложное геологическое строение. В тектоническом отношении оно представляет собой асимметричную брахиантиклиналь северо-запад-юго-восточного простирания, осложненную многочисленными разрывными нарушениями; наиболее крупные из них расчленяют ее на 6 тектонических блоков (рис. 1).

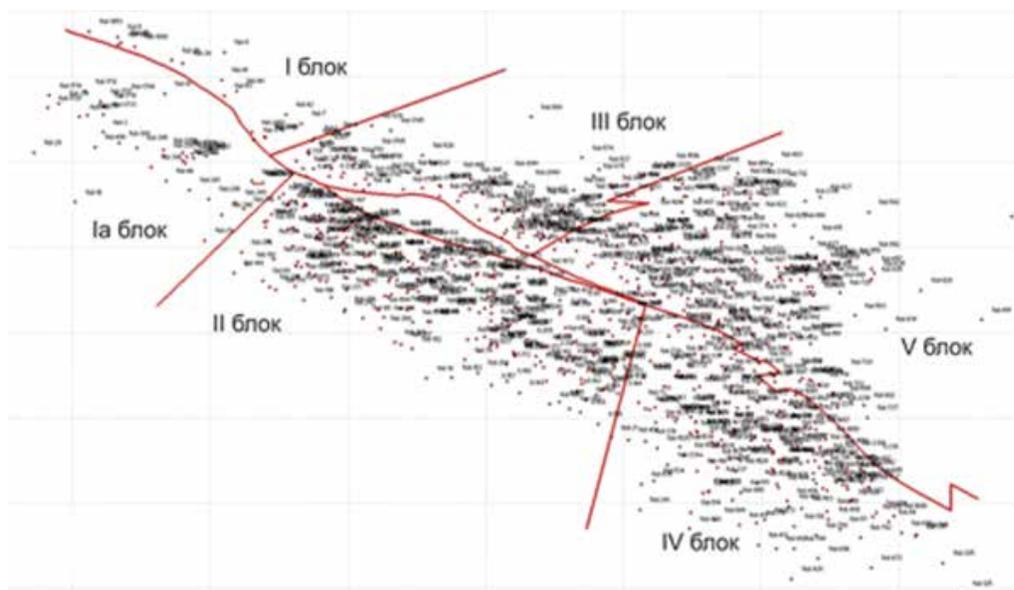


Рис. 1. Месторождение Нефть Дашлары

Нефтеносность приурочена к отложениям ПТ среднего плиоцена, из которых объектом данного исследования является горизонт ПК-1^в входящей в геологический разрез Подкирмакинской свиты [1, 2].

Изучение объекта исследования и анализ полученных результатов

Горизонт ПК-1^в литологически представлен пачкой серых песков и песчаников. Прослой глин составляют 20–25 % толщины объекта, глины сильнопесчанистые.

На кривых электрического каротажа значения кажущегося сопротивления достигают 90–100 Ом×м, в отдельных случаях – 200–250 Ом×м. Разрез характеризуется хорошо дифференцированной кривой ПС.

В разрезе ПК-1^в выделяются в основном два песчаных пласта, между ними глинистый раздел толщиной 4–9 м, иногда 16 м.

Песчаность достигает 64 %, уменьшаясь от свода к крыльям. Толщина горизонта ПК-1^в изменяется в пределах 15–35 м, в среднем составляет 30 м.

Коллекторские свойства горизонта изучены по данным исследования 220 образцов керна из 64 скважин, а также по результатам интерпретации материалов геофизических исследований 628 скважин, вскрывающих его разрез, по программе DV-Seis Geo.

В результате обобщения материалов установлено, что в составе пород более 60 % приходится на группу глинисто-алевритовых песков. Величина значения коллекторских свойств изменяется по толщине и площади. Коэффициент распространения нефтенасыщенных пропластков по простиранию составляет 65–70 %. Значения пористости – в пределах 0,16–0,28, среднее значение равно 0,22.

Проницаемость изучена 86 анализами керна, ее величина изменяется в пределах 0,001–3,920 мкм². Плотность воды 1,0092–1,0360, общая минерализация – в пределах 59,8–81,8 мг-экв.100 г.

В начале эксплуатации горизонта ПК-1^в пластовое давление составляло 8,7 МПа, в процессе разработки залежи наблюдается его снижение. Давление насыщения коллекторов составляло 8–13,4 МПа, коэффициент объемного увеличения – 1,055–1,126, в пластовых условиях плотность нефти – 0,807–0,830 г/см³, вязкость – 2,13–3,27 Па × с, содержание парафина – 0,48–1,59 %, смол – 19–22 %, пластовая температура изменяется в пределах 28–32 °С. Нефтеносность ПК-1^в установлена только во II тектоническом блоке. Результаты исследований залежи методом ИННК+ГК за последние годы показали, что этот вопрос требует дополнительного изучения для оценки нефтеносности горизонта и в других тектонических блоках.

С целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти из пластов ПК-1^в начиная с июля 1953 г. осуществлялось преимущественно законтурное, частично очаговое заводнение коллекторов, при этом использовалась морская вода.

Для выполнения комплексной площадной интерпретации геофизических и геологопромысловых материалов с целью оценки текущего состояния разработки ПК-1^в после сбора данных проводилась обработка материалов ГИС. При этом использовали программу DV-Seys Geo с целью изучения петрофизических характеристик объекта исследований, где по кернам скважин определялись параметры пористости, эффективной толщины и нефтенасыщенности коллекторов.

Взаимосвязь между скважинами изучали геолого-статистическим методом, был определен коэффициент распространения коллекторов (K_{pk}) по площади [3].

Как видно из рис. 2, продуктивные коллекторы в пределах II тектонического блока, горизонт ПК-1^в, имеют достаточно хорошую связь между скважинами и характеризуются значением K_{pk} в пределах 0,72–0,84.

В разрезе скважин шагом квантования 1 м определены значения пористости по глубине и по площади. После обобщения результатов изучения по скважинам

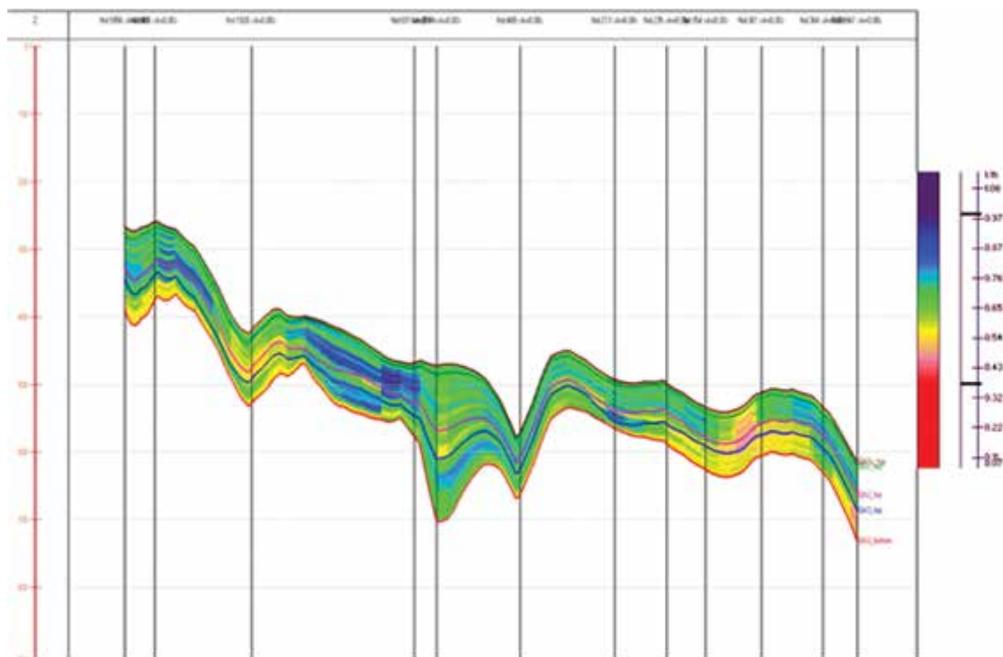


Рис. 2. Моделирование нефтенасыщенности коллекторов по результатам исследований в скважинах

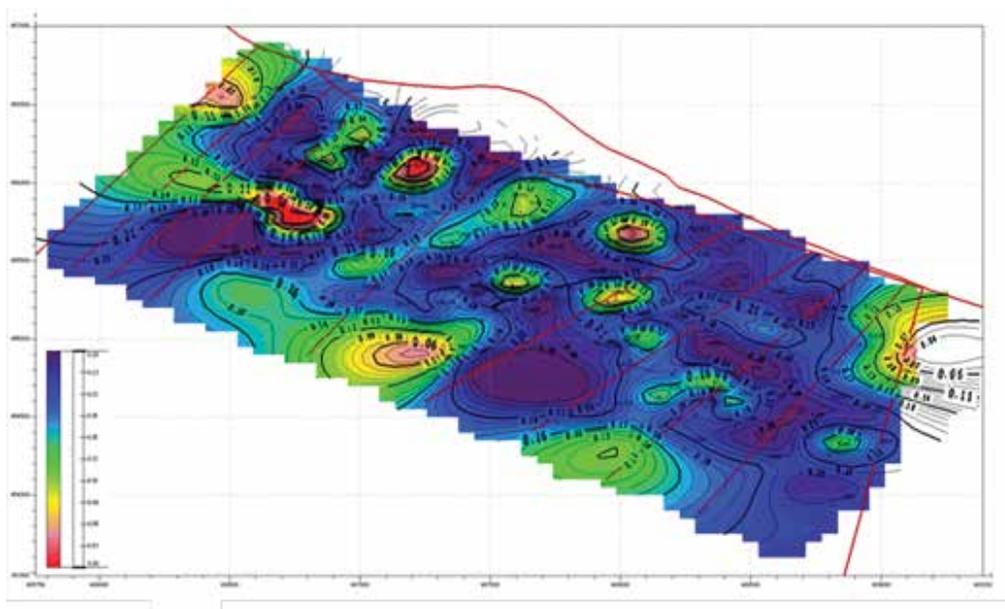


Рис. 3. Изменение значения пористости в сторону уменьшения от свода к переклинали, а также по площади залежи

впервые построена геомодель по значениям пористости ПК-1^в II тектонического блока месторождения Нефть Дашлары. На рис. 3 можно видеть изменение значения пористости в сторону уменьшения от свода к переклинали, а также по площади залежи.

Практический интерес представляют результаты изучения нефтенасыщенности коллекторов ПК-1^в, полученные после интерпретации материалов скважинных исследований по программе DV-Seys Geo. Путем обобщения результатов исследования скважин установлено изменение значений нефтенасыщенности коллекторов по разрезу объекта и по площади к моменту бурения скважин в зависимости от темпа ввода скважин в эксплуатацию и от динамики отбора нефти из объекта.

Происходящие изменения можно видеть на рис. 4, где представлены геомодели ПК-1^в, построенные по значениям нефтенасыщенности к моменту бурения скважин.

Для оценки текущего состояния разработки месторождения проводилось обобщение геологопромысловой информации по скважинам ПК-1^в, в частности сведений об отборе нефти и результатах исследований действующих и временно остановленных скважин. Геофизическими и геодинамическими методами определены профили притока в нефтяных и приемистости – в нагнетательных скважинах, а также рассчитаны значения текущего нефтенасыщения коллекторов с учетом нефтеотдачи объекта разработки.

По объекту исследования создан банк данных на основе результатов промыслово-геологических, геофизических и гидродинамических исследований скважин.

После сбора, анализа, обобщения и систематизации фактической геофизической, гидродинамической и геологопромысловой информации на основе полученных результатов были построены геомодели, характеризующие состояние текущей нефтенасыщенности горизонта ПК-1^в II тектонического блока месторождения

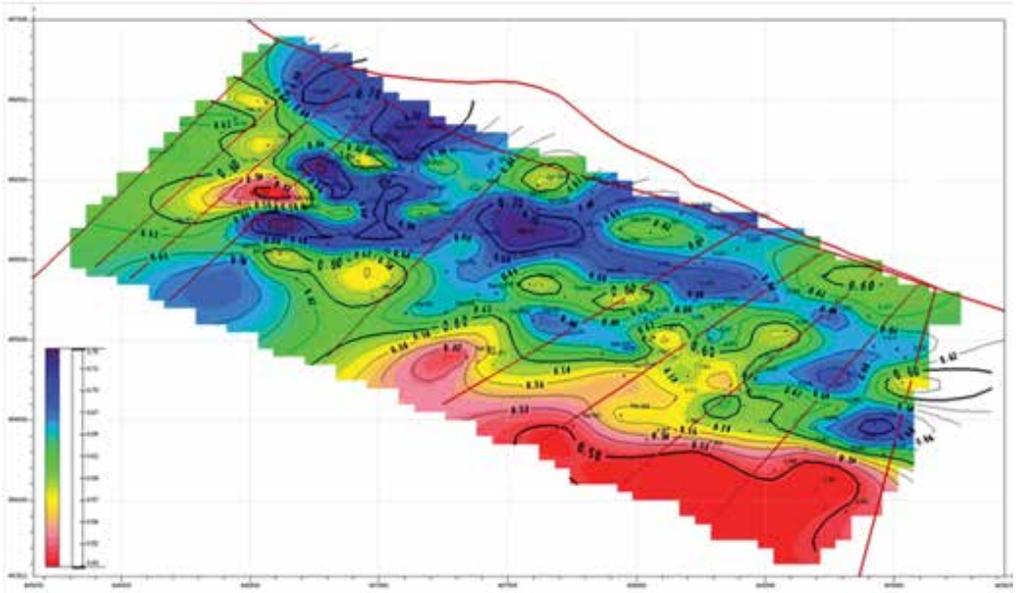


Рис. 4. Геомодели ПК-1*, построенные по значениям нефтенасыщенности к моменту бурения скважин

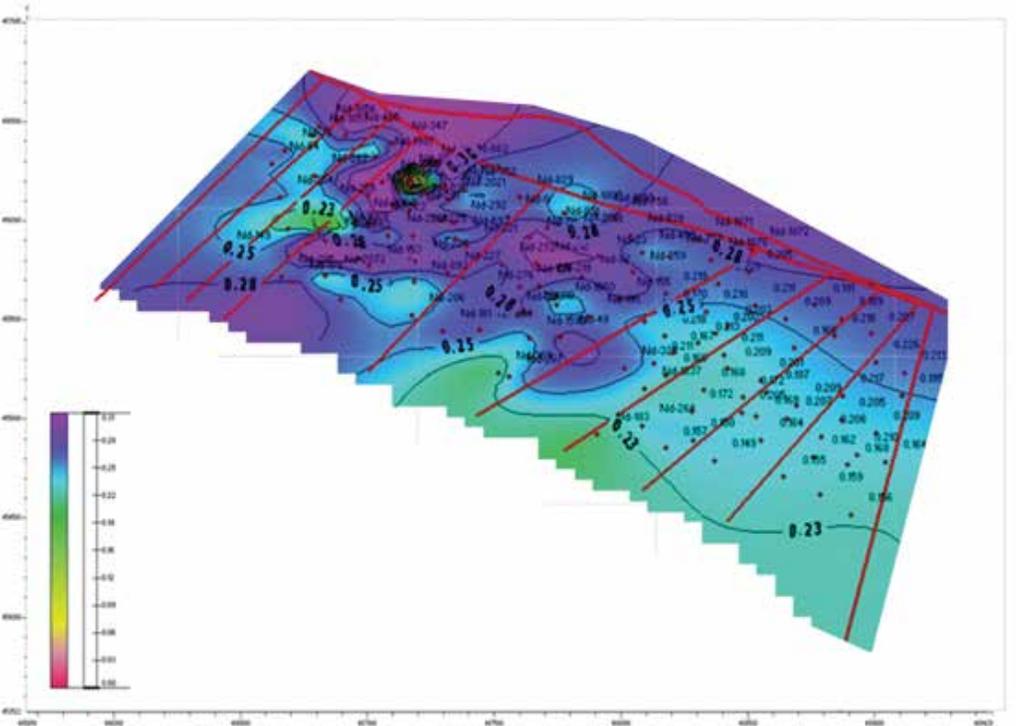


Рис. 5. Геомодели, характеризующие состояние текущей нефтенасыщенности горизонта ПК-1* ПТ II тектонического блока месторождения Нефт Дашлары

Нефть Дашлары (рис. 5). Полученные данные по скважинам о текущей нефтенасыщенности обобщены в три группы. К первой группе отнесены коллекторы со значениями текущей нефтенасыщенности до 0,4, ко второй – от 0,401 до 0,7, к третьей – коллекторы с текущей насыщенностью более 0,7.

Результаты исследования скважин на предмет характера насыщения коллекторов, полученные методом импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК), были сопоставлены со значениями, полученными методом комплексной площадной интерпретации (см. таблицу) [4].

Из таблицы видно, что за исключением некоторых скважин, оказавшихся в активной зоне динамического процесса от заводнения коллекторов нагнетаемой водой, выявлена хорошая сходимость значений коэффициента нефтенасыщения со значениями, установленными фактическими скважинными исследованиями методом ИННК.

Следует отметить, что исследования скважин методом ИННК в морских условиях из-за технических, технологических и экономических сложностей затруднительны, и делать упор непосредственно на определение значений текущего насыщения коллекторов этим методом невозможно. Поэтому применение комплексной площадной интерпретации геофизической и геологопромысловой информации для изучения текущего состояния нефтенасыщенности коллекторов можно считать более экономичным, имеющим хорошую информативность и представляющим практический интерес.

Обобщая результаты выполненного анализа состояния разработки представленного объекта, следует отметить, что углубленное изучение разрезов всех

Значение K_p , изученных методами ИННК и комплексной площадной интерпретации электрического каротажа скважин ПК-1^в ПТ, месторождение Нефть Дашлары

Тектонический блок	№ скважины	Дата исследования методом ИННК	Нефтенасыщенный интервал	Интенсивность, имп/мин	Нефтенасыщенность, усл. ед.	
					по ИННК	по комплексной площадной интерпретации данных ЭК
П d	108	22.04.1985	862–870	685	0,55	0,46
	141	10.07.1987	950–968	608	0,50	0,43
	1563	15.08.1984	475–968	314	0,32	0,38
	1589	23.08.1986	1041–1060	526	0,43	0,49
	2021	20.02.1984	517–523	445	0,48	0,59
	2027	10.04.1985	513–534	396	0,32	0,61
	2064	04.05.1985	886–888	375	0,37	0,43
	2067	10.07.1991	421–434	1208	0,73	0,66
П e	61	22.03.1987	59–600	1320	0,74	0,74
П f	1837	07.07.1984	1078–1085	1215	0,72	0,67
	1839	18.06.1985	935–940	1143	0,77	0,68
	1840	07.06.1984	990–1001	717	0,58	0,54
П h	2007	08.04.1984	941–949	760	0,61	0,56
П k	1832	04.11.1988	1002–1010	1791	0,81	0,74
	1833	13.09.1984	1081–1087	947	0,68	0,50
	1836	03.10.1984	560–876	1629	0,78	0,71

скважин, вскрывших продуктивный горизонт ПК-1^в ПТ, определение подсчетных петрофизических параметров методом площадной комплексной интерпретации и построение трехмерных геомodelей позволили уточнить начальный балансовый запас нефти в пределах нефтенасыщенной площади.

Таким образом, по II тектоническому блоку в ПК-1^в выявлены активно разработанные остаточные нефтенасыщенные зоны, а также представлена информация о состоянии заводнения коллекторов объекта разработки нагнетаемой водой.

Заключение

На основе комплексной площадной интерпретации данных ГИС и геологопромысловых материалов горизонта ПК-1^в ПТ месторождения Нефть Дашлары и обобщения результатов анализа состояния разработки можно сделать следующие выводы:

несмотря на длительный период разработки объекта ПК-1^в ПТ не все продуктивные интервалы вовлечены в активную разработку и не достигнуты проектные значения коэффициента конечной нефтеотдачи;

эффективность от законтурного и очагового заводнения все еще низка, охват заводнением нагнетаемой водой ниже 50 %;

по II тектоническому блоку для ПК-1^в выявлены остаточные нефтенасыщенные зоны.

Таким образом, представленный в статье методический подход рекомендуется для использования при оценке текущего состояния разработки остальных объектов на месторождении Нефть Дашлары, а также на других разрабатываемых нефтегазовых месторождениях.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Ализаде А.А., Салаев С.Г., Алиев А.И. Научная оценка перспектив нефтегазоносности Азербайджана и Южного Каспия и направления поисково-разведочных работ. Баку: Элм, 1985. 248 с.
2. Алиханов Э.Н. Нефтяные и газовые месторождения Каспийского моря. Баку: Азернешр, 1964. 383 с.
3. Токарев М.А. Исследования геолого-статистических моделей пласта для контроля нефтеотдачи и подсчета запасов // Нефтепромысловое дело. 1983. № 2. С. 1–2.
4. Азаров Е.С., Тарачева Е.С. Анализ применяемых методов обоснования коэффициента остаточной нефтенасыщенности объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 1. С. 44–48.

REFERENCES

1. Alizade A.A., Salaev S.G., Aliev A.I. Nauchnaya otsenka perspectiv neftegazonosnosti Azerbaidzhana i Uzhnogo Kaspiya i napravleniia poiskovo-razvedochnykh работ. Baku: Elm; 1985. 248 s.
2. Alikhanov E.N. Neftyanye i gazovye mestorozhdeniia Kaspiiskogo moriya. Baku: Azerneshr; 1964. 383 p.
3. Tokarev M.A. Issledovaniya geologo-statisticheskikh modelei plasta dlya kontrolya nefteotdachi i podschyota zapasov. *Neftepromyslovoye delo*. 1983;2:1-2. (In Russ.).
4. Azarov E.C., Taracheva E.C. Analiz primenyaemykh metodov obosnovaniya koefficienta ostatochnoi neftenasyschennosti objectov s trudnoizvlekaemyimi zapasami nefi. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef-tianyh I gazovyh mestorozhdeniy*. 2021;1:44-48. (In Russ.).