

## Оценка петрофизической неоднородности нефтегазовых резервуаров по данным геофизических исследований скважин (на примере месторождения Гюнешли)

© А. А. Фейзуллаев, В. Н. Лунина, Г. Т. Ахмедова, 2017

Институт геологии и геофизики НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан  
Поступила 28 декабря 2016 г.

Дослідження характеру мінливості в просторі петрофізичних властивостей порід, тобто їх макро- і мікронеоднорідності, мають особливе значення, оскільки контролюють ступінь флюїдонасичення та інтенсивність флюїодинаміки. Їх широко застосовують при підрахунку запасів і складанні проектів розробки нафтогазових родовищ. У статті оцінено геологічну неоднорідність і порід-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС) на прикладі світи перериву родовища Гюнешлі, яка за величиною запасів є основним нафтоносним об'єктом. Світа представлена чергуванням крупно- і середньозернистих пісків, пісковиків та алевритів з малопотужними глинистими пластами. Наведено основні параметри макронеоднорідності по блоках у цілому світи перериву, які отримано по свердловинах початкового періоду розробки: розчленованість (кількість шарів), потужність одного пласта і сумарна нафтонасичена потужність. Для вивчення неоднорідності порід-колекторів з використанням даних ГДС вибрано відносну амплітуду аномалії, що характеризує літологічні та фільтраційно-ємнісні властивості порід. Отримано залежності початкових дебітів свердловин і коефіцієнтів витіснення нафти від параметрів неоднорідності пласта-колектору. Показано вплив неоднорідності на показники виробленості нафти з покладу. За результатами досліджень виявлено зони, які мають ліпші фільтраційно-ємнісні властивості, що може бути використано для об'єктивнішого оцінювання запасів нафти і вибору оптимального режиму розробки.

**Ключові слова:** фільтраційно-ємнісні властивості, породи-колектори, геологічна неоднорідність, виробленість, поклад.

**Введение.** Общеизвестно, что геологические объекты характеризуются множеством свойств, специфичных с точки зрения закономерностей распределения их значений в геологическом пространстве, которые выражаются через понятие неоднородность. Исследование проблемы неоднородности нефтегазоносных отложений получило широкое развитие в связи с проектированием разработки. Одними

из первых в этом направлении были публикации Е. И. Семина и Ю. П. Борисова [Семин, 1965; Борисов и др., 1970]. Нет единого мнения в вопросе о том, какое понятие надо вкладывать в термин «неоднородность». Так, при изучении неоднородности выделяют ее разновидности, среди которых наиболее распространенной является геологическая неоднородность, которая по характеру распределения в отношении

залежи нефти делится на: неоднородность, связанную с расслаиванием единого горизонта на ряд пластов или пропластков; с частичным замещением пористых пород глинами и аргиллитами; с резким изменением коллекторских свойств по всей его мощности и т. д. [Борисов и др., 1970]. По мнению упомянутых исследователей, такая систематизация позволяет более правильно учитывать неоднородность при выборе мероприятий по воздействию на пласт, что особенно важно для залежей нефти, приуроченных к терригенным отложениям, характеризующимся значительной литологической изменчивостью.

Особое значение имеют исследования характера и степени изменчивости в пространстве петрофизических свойств пород, т. е. макро- и микронеоднородности пласта, контролирующей степень его флюидонасыщения и интенсивность флюидодинамики, широко применяющиеся при подсчете запасов и составлении проектов разработки нефтегазовых месторождений [Борисов и др., 1970; Дахнов и др., 1981; Демущкина, Ильченко, 2003].

**Фактический материал и методика исследований.** Изучение макро- и микронеоднородности проведено с использованием данных геофизических скважин на примере свиты Перерыва (СП) продуктивной толщи мелководной части месторождения Гюнешли, которая по величине запасов является основным нефтеносным объектом. Общая мощность свиты изменяется в пределах 90—140 м, увеличиваясь от западной к восточной части площади и составляя в среднем 127 м. Она выражена чередованием крупно- и среднезернистых песков, песчаников и алевролитов с маломощными глинистыми пластами. По геофизическим харак-

теристикам разделяется на две части. В отличие от верхней части (СП<sub>в</sub>) коллекторские свойства нижней части (СП<sub>н</sub>) изменяются незначительно и характеризуются более выдержанной по площади нефтенасыщенной мощностью. Согласно проектным документам, это послужило основой для ввода в разработку нижней части СП (по схеме разработки снизу вверх).

По 35 образцам, отобранным из отложений СП, было выполнено 35 анализов гранулометрического состава и карбонатности, 26 — пористости и 21 — проницаемости. Коллекторские свойства СП характеризуются следующими значениями: пористость изменяется от 4,6 до 32,3 % (в среднем составляет 19 %), карбонатность — от 1,2 до 30,4 % (в среднем 8,6 %), глинистость — от 7,4 до 49,2 (в среднем 23,7 %), проницаемость — от 0,0 до  $1699 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (в среднем  $172 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ).

В таблице приводятся основные параметры микронеоднородности по блокам СП, полученные по скважинам начального периода разработки. Видно, что количество пластов по разрезу изменяется от 6 до 18, составляя в среднем 12, мощность одного прослоя и суммарная нефтегазонасыщенная мощность по скважине — от 1 до 19 и от 22,5 до 95,1 м соответственно, составляя в среднем 5,5 и 64 м. Следует отметить, что на кривой ПС коллекторы СП<sub>в</sub> характеризуются амплитудами от 12 до 28 мВ, а СП<sub>н</sub> — от 8 до 32 мВ. Наряду со статистическими методами, изучающими неоднородность пластов, большими возможностями обладают геофизические методы исследования скважин (ГИС), позволяющие изучать любой геофизический параметр. Для изучения неоднородности пород-коллекторов с использованием данных ГИС была выбрана методика, пред-

## Показатели макронеоднородности разреза СП месторождения Гюнешли

Блоки	Количество пластов			Мощность одного пласта, м			Суммарная нефтенасыщенная мощность, м		
	от	до	среднее	от	до	средняя	от	до	средняя
I	11	17	14	1,2	12,8	4,6	40	82,5	60
II	7	16	10	1,6	11	4,85	30	83	54,2
III	6	14	9	1	7,5	5,1	22,5	67	43
IV V	К началу разработки нет скважин, давших нефть								
VI	11	15	12	1,2	15	4,2	28,4	63,5	52,3
VI a	12	15	14	1,5	8,9	4,9	59,5	72,4	66
VII	9	17	13	1,5	15	5,2	52	83,4	64,6
VIII	10	14	12	1,4	16,5	5,9	39,5	86,4	70,2
IX	9	18	12	1	14	5,5	54,5	95,1	70,2
X	10	15	13	1,5	12	4,7	56	67,2	62,7
XI	11	15	14	2	12	4,7	57,5	71	64,5
XI a*	16	—	16	1,6	9,6	4,2	—	—	68
XII	11	15	13	1	18	5,6	53,4	74,1	65,8
XIII	11	17	14	1	14,5	5,3	59,5	88,2	72,3
XIV	10	14	12	2	18	6,1	66	83	73,6
XIV a	11	15	13	1,5	15	5,3	64	74,5	69,2
XV	12	13	12	1	19	6,3	68	93,5	77,8
В среднем	6	18	12	1	19	5,5	22,5	95,1	64

\* Данные приведены по одной скважине, в которой выделено 16 пластов.

ставленная в работе [Демушкина и др., 2003; Золоева, 1995], и относительная амплитуда ПС ( $\alpha_{ПС}$ ), характеризующая литологические и фильтрационно-емкостные свойства пород.

С помощью этой методики были определены коэффициенты средней вертикальной расчлененности (Р) и средней относительной изменчивости (И) параметра  $\alpha_{ПС}$ . Коэффициент

средней вертикальной расчлененности Р определялся по формуле

$$P = \frac{n}{H},$$

где  $n$  — число экстремумов на диаграмме ПС,  $H$  — интервал глубин с числом экстремумов, равным  $n$ .

Коэффициент средней относительной изменчивости изучаемого параметра

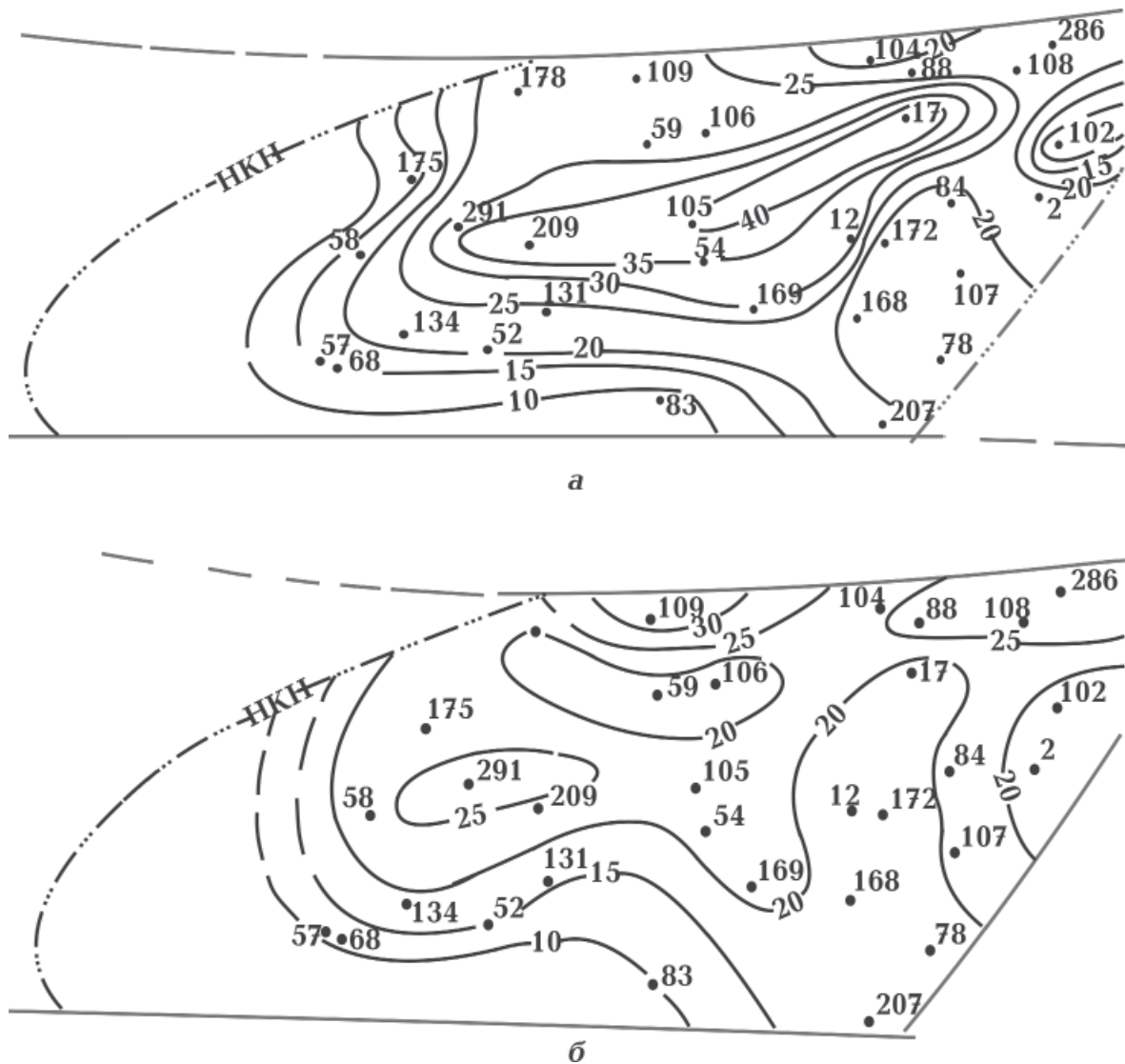


Рис. 1. Карта распределения значений неоднородности литолого-емкостных свойств (Р-И) по СП<sub>В</sub> (а), СП<sub>Н</sub> (б) месторождения Гюнешли (VII блок).

тра И представляет собой сумму модулей относительных изменений параметра  $\alpha_{ПС}$ , приходящихся на единицу мощности, рассчитывался по формуле

$$И = \sum_{i=1}^n |\alpha_{ПС_{i+1}} - \alpha_{ПС_i}| / Н.$$

Была проведена интерпретация материалов ГИС по 33 скважинам с использованием комплексного параметра, представляющий собой произведение Р-И, который одновременно учи-

тывает частоту чередования по глубине пластов с различными значениями  $\alpha_{ПС}$  и интенсивность изменения этого параметра с глубиной и позволяет наиболее эффективно изучать неоднородность коллекторов, что в свою очередь дает возможность более достоверно оценивать такие параметры как пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, плотность запасов и т. д.

По данным ГИС были определены коэффициенты Р и И, их произведение

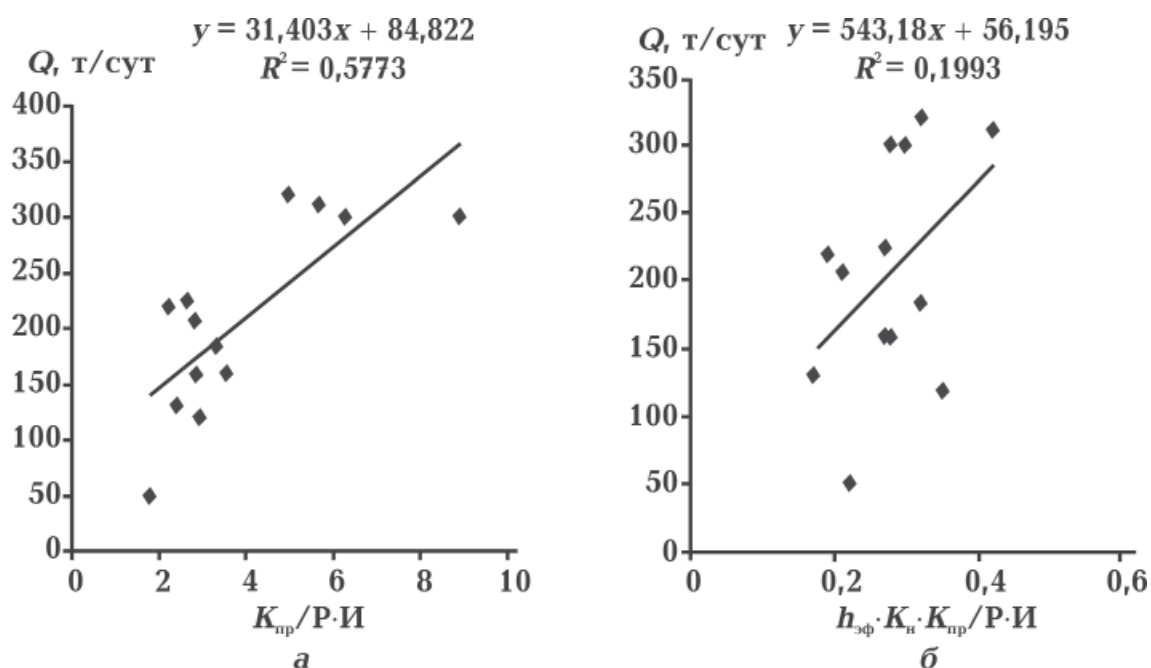


Рис. 2. Зависимости начальных дебитов скважин от параметров неоднородности: а —  $K_{пр}/(P \cdot И)$ , б —  $(h_{эф} \cdot K_n \cdot K_{пр})/(P \cdot И)$ .

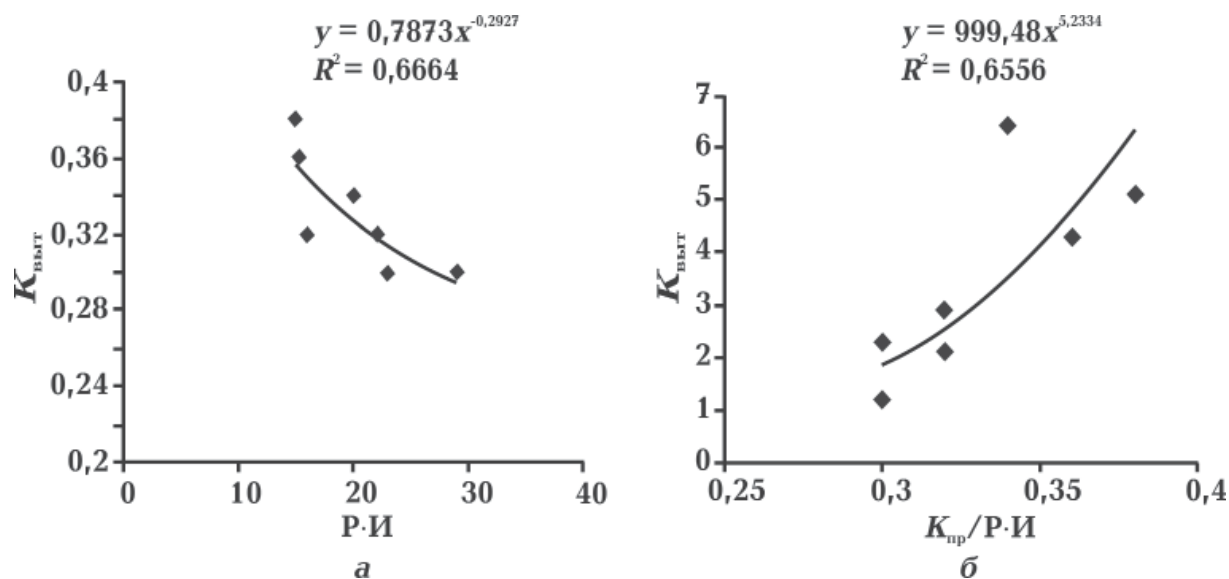


Рис. 3. Зависимости коэффициента вытеснения нефти от параметров неоднородности пласта-коллектора (СП<sub>в</sub>): а —  $P \cdot И$ , б —  $K_{пр}/P \cdot И$ .

$P \cdot И$ , значения эффективной нефтенасыщенной мощности ( $h_{эф}$ ), коэффициенты нефтенасыщенности ( $K_n$ ), по-

ристости ( $K_n$ ), проницаемости ( $K_{пр}$ ) по пластам, а также значения суммарной нефтенасыщенной мощности и сред-

ние значения пористости и проницаемости по  $СП_{\text{в}}$ ,  $СП_{\text{н}}$  по СП в целом и в каждой скважине. Кроме того, были рассчитаны произведения  $h_{\text{эф}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}}$ , представляющие собой плотность запасов, а также отношения этих параметров к значению Р-И, которые позволяют одновременно учитывать как фильтрационно-емкостные свойства пород, так и неоднородность разреза в целом. Результаты интерпретации материалов ГИС по скважинам были использованы для построения карт распределения полученных параметров по изучаемой площади.

Параметр неоднородности (Р-И) изменяется в  $СП_{\text{в}}$  от 10 до 33, в  $СП_{\text{н}}$  — от 9 до 49 (рис. 1). Низкие значения Р-И, соответствующие однородным пластам с хорошими коллекторскими свойствами, наблюдаются на участке расположения скв. 68, 83, 172, 131 (для  $СП_{\text{в}}$  значение Р-И составляет 10—14; для  $СП_{\text{н}}$  — 4—15). Для этих скважин характерна высокая плотность запасов — от 7,92 (скв. 68) до 10,65 (скв. 131) и начальные дебиты нефти — 300 т/сут (скв. 131). Установлена очевидная тенденция увеличения начального дебита скважин с ростом комплексного параметра  $K_{\text{пр}}/(Р-И)$ , величина которого тем выше, чем более однороден объект эксплуатации и лучше его коллекторские свойства (рис. 2, а). На участке расположения СКВ. 108, 88, 109 (рис. 1, а) отмечена высокая неоднородность коллектора ( $Р-И=22\div 33$ ), т. е. ухудшение коллекторских свойств по разрезу и высокая неоднородность по проницаемости ( $K_{\text{пр}}/(Р-И)=2\div 3$ ), что указывает на наличие на данном участке высокого остаточного нефтенасыщения.

В процессе разработки, как показывают результаты исследования скважин, проницаемость коллекторов

снизилась с  $(60—150) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $(12—50) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, при этом коэффициент неоднородности Р-И снизился с 9—34 до 2—16. Таким образом, снижение коэффициента проницаемости должно привести к снижению коэффициента вытеснения нефти, но, если при этом снижается неоднородность разреза, то последнее способствует более полному охвату выработанности объекта разработки, что подтверждает ниже следующий пример. Так, скв. 291 вступила в эксплуатацию в 1986 г. с дебитом равным 130 т/сут, при неоднородности Р-И равной 35 и коэффициенте проницаемости  $80 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Соседняя скважина, пробуренная на данном участке в 2010 г., вступила в эксплуатацию с суточным дебитом 123 т/сут с коэффициентом проницаемости  $28 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> при неоднородности Р-И равной 2. Другими словами, через 24 года дебит вновь пробуренной скважины практически не изменился, что объясняется улучшением однородности пласта, несмотря на то, что проницаемость коллектора на данном участке снизилась с 80 до  $28 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Анализ показал, что отмечается высокая связь между начальными дебитами скважин с пространственной неоднородностью проницаемости (рис. 2, а) и плотности запасов (рис. 2, б), а также коэффициентом вытеснения нефти с комплексным параметром неоднородности литолого-емкостных свойств пород (рис. 3).

Построенная карта неоднородности по проницаемости (рис. 4) показывает, что районы расположения скв. 59 и 106, а также 134, 52 и 131 характеризуются лучшими фильтрационными свойствами по сравнению с другими участками площади.

**Выводы.** Таким образом, проведенные исследования позволили осуще-





## Evaluation of petrophysical heterogeneity of oil-gas reservoirs according to the data of geophysical studies of wells (Guneshly deposit as an example)

© A. A. Feyzullayev, V. N. Lunina, G. T. Akhmedova, 2017

Investigations of the character of spatial variability of petrophysical properties of rocks, i. e. of their macro- and micro-heterogeneity are of special importance because they control the degree of saturation with fluids and intensity of fluid dynamics and are widely used for both calculation of resources and compiling the projects of development of oil-gas deposits. The article gives an evaluation of geological heterogeneity of rocks-collectors applying the data of geophysical studies of wells by the example of interruption suite (IS) of Guneshli deposit, which is the main oil-bearing object by the amount of its resources. A suite is represented by alternation of coarse- and medium-grained sands, sandstones and siltstones with thin argillaceous layers. The main parameters of macro-heterogeneity have been given by blocks in the whole IS, which were obtained by wells of the initial period of development: partitioning (the number of layers), thickness of one layer and overall thickness saturated with oil. In order to study heterogeneity of rocks-collectors applying the data of GSW relative amplitude of anomaly was chosen, which characterizes lithological and filtration-capacitive properties of rocks. Relationships of incipient yields of wells and coefficients of displacement of oil with parameters of heterogeneity of the layer-collector have been obtained. Effect of heterogeneity has been shown for factors of exhaustion of oil from the deposit. The studies conducted allowed to reveal the zones with better filtration-capacitive properties capable to be used for more objective rating of oil resources and the choice of optimal regime of development.

**Key words:** filtration-capacitive properties, rocks-collectors, geological heterogeneity, exhaustion, deposit.

### References

- Borisov Yu. P., Voinov V. V., Ryabinina Z. K., 1970. Influence of formation heterogeneity on development of oil deposits. Moscow: Nedra, 288 p. (in Russian).
- Dakhnov V. N., Zoloyeva G. M., Neyman E. A., Farmanova N. V., 1981. Methodological recommendations for studying heterogeneity of oil and gas reservoirs by geophysical methods. Moscow: Publ. Moscow Institute of Oil and Gas, 44 p. (in Russian).
- Demushkina N. V., Ilchenko L. A., 2003. Use of GIS data for the study of quantitative characteristics of geological heterogeneity. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* (12), 17—34 (in Russian).
- Zoloyeva G. M., 1995. Estimation of heterogeneity and prognosis of oil extraction by GIS. Moscow: Nedra, 212 p. (in Russian).
- Semin E. I., 1965. On the account of heterogeneity of layers on permeability at designing of development of oil deposits. In: *Problems of oilfield geology*. Proceedings of the All-Union Research Institute. Is. XLII. Moscow: Nedra, P. 322—340 (in Russian).