



УДК 622+553.982.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2022

**К вопросу о применении гидравлических единиц потока в терригенных отложениях с учетом фаций (на примере Софьинского месторождения Пермского края)****Е.И. Ефремова, И.С. Путилов**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

**On the question of hydraulic flow units use in terrigenous deposits taking into account facies (on the example of the Sof'inskoye field in the Perm Krai)****Ekaterina I. Efremova, Ivan S. Putilov**

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 24.02.2022. Принята / Accepted: 31.05.2022. Опубликовано / Published: 21.12.2022

**Ключевые слова:**

нефтегазозносность, месторождение, нефть, проницаемость, пористость, гидравлические единицы потока, индикатор гидравлической единицы, терригенный коллектор, фация, коэффициент корреляции, фильтрационно-емкостные свойства, керн, обстановки осадконакопления, класс коллектора, визейский терригенный нефтегазоносный комплекс.

**Keywords:**

oil and gas potential, field, oil, permeability, porosity, hydraulic flow units, flow zone indicator, terrigenous reservoir, facies, correlation coefficient, reservoir properties, core, sedimentation environments, reservoir class, Visean terrigenous oil and gas complex.

В пределах Пермского края большая часть запасов углеводородного сырья приурочена к терригенным отложениям визейского яруса, которые, в свою очередь, характеризуются высокой литологической неоднородностью, изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств, что связано с различными геологическими условиями осадконакопления, в результате чего общая зависимость таких петрофизических параметров, как пористость ( $K_p$ ) и проницаемость ( $K_{пр}$ ), характеризуется достаточно высокой дисперсией. Использование для всей площади одной общей зависимости  $K_{пр} = f(K_p)$  может привести к значительным погрешностям в расчете проницаемости.

В зарубежной литературе наиболее часто освещено решение данной проблемы через метод «гидравлических единиц потока», отечественными авторами данная методика стала рассматриваться последнее десятилетие.

Реконструкция условий формирования продуктивных пластов с дальнейшим использованием метода гидравлических единиц потока позволит повысить эффективность при создании гидродинамических моделей месторождений, а также более детально изучить изменения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по площади и спрогнозировать зоны с улучшенными коллекторскими свойствами.

Гидравлическая единица потока определяется «как представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от свойств других пород».

На примере Софьинского нефтяного месторождения Пермского края проанализированы фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов ( $K_p$ ,  $K_{пр}$ ) по керновым данным.

Расчет индикатора гидравлической единицы (FZI) и выделение гидравлических единиц (HU) проводились в пределах продуктивных отложений визейского терригенного комплекса. Для выделения групп HU строился график накопленных частот значений FZI. В пределах каждой группы HU определялись средние значения FZI, пористости и проницаемости. Построена матрица встречаемости параметра FZI в зависимости от фациальной обстановки, проведен анализ параметра FZI в зависимости от гранулометрического состава породы.

По результатам проведенных исследований, авторы работ установили, что расчет проницаемости с использованием петрофизических зависимостей  $K_{пр} = f(K_p)$ , основанных на выделении HU, позволяет прогнозировать зоны с наиболее высокими фильтрационно-емкостными свойствами, что в дальнейшем повышает эффективность бурения эксплуатационных скважин.

Within the Perm Krai, most of the hydrocarbon reserves are associated with terrigenous deposits of the Visean stage, which are characterized by high lithological heterogeneity, variability of reservoir properties, which are associated with different geological conditions of sedimentation, as a result of which the overall dependence of such petrophysical parameters, as porosity ( $K_p$ ) and permeability ( $K_{perm}$ ), is characterized by a fairly high dispersion. The use of one common dependence  $K_{por} = f(K_{perm})$  for the entire area can lead to significant errors in the calculation of permeability.

In foreign literature, the solution to this problem is most often covered through the method of "hydraulic flow units", this technique was considered by domestic authors for the last decade.

Reconstruction of the conditions for the productive layer formation with the further use of the method of hydraulic flow units will increase the efficiency in creating hydrodynamic models of deposits, as well as study in more detail changes in the porosity and reservoir properties of reservoir rocks over the area and predict zones with improved reservoir properties.

The hydraulic flow unit is defined as "a representative unit volume of rock within which the geological and petrophysical properties that affect fluid flow are mutually consistent and predictably distinct from those of other rocks".

On the example of the Sof'inskoye oil field in the Perm Krai, the porosity and permeability properties of reservoir rocks ( $K_{por}$ ,  $K_{perm}$ ) were analyzed using core data.

The calculation of the flow zone indicator (FZI) and the allocation of hydraulic units (HU) were carried out within the productive deposits of the Visean terrigenous complex. To isolate the HU groups, a graph of the accumulated frequencies of the FZI values was plotted. Within each HU group, mean FZI, porosity and permeability values were determined. A matrix of the occurrence of the FZI depending on the facies setting was constructed, and an analysis of the FZI was carried out depending on the granulometric composition of the rock.

Based on the results of the studies, the authors of the works found that the calculation of permeability using the petrophysical dependences  $K_{por} = f(K_{perm})$ , based on the release of HU, made it possible to predict zones with the highest reservoir properties, which further increased the efficiency of drilling production wells.

© **Ефремова Екатерина Игоревна** – начальник отдела подсчета запасов Северной группы месторождений Волго-Уральского региона (e-mail: EfremovaEI1986@yandex.ru, тел. +007 (919) 717 80 00). Контактное лицо для переписки.

© **Путилов Иван Сергеевич** – доктор технических наук, Заместитель директора Филиала по научной работе в области геологии (e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com, тел.: +007 (342) 233 64 58).

© **Ekaterina I. Efremova** – Head of the Division for Estimation of the Reserves of the Northern group fields of the Volga-Ural region (e-mail: EfremovaEI1986@yandex.ru, tel.: +007 (919) 717 80 00). The contact person for correspondence.

© **Ivan S. Putilov** – (Author ID in Scopus: 25723777700) – Doctor of Engineering, Deputy Director of the Branch for Scientific Work in the Field of Geology (tel.: +007 (342) 233 64 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Ефремова Е.И., Путилов И.С. К вопросу о применении гидравлических единиц потока в терригенных отложениях с учетом фаций (на примере Софьинского месторождения Пермского края) // Недропользование. – 2022. – Т.22, №2. – С.52–57. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.1

Please cite this article in English as:

Efremova E.I., Putilov I.S. On the question of hydraulic flow units use in terrigenous deposits taking into account facies (on the example of the Sof'inskoye field in the Perm Krai). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol.22, no.2, pp.52-57. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.1

**Введение**

На Софийском месторождении в пределах визейского терригенного нефтегазоносного комплекса выделено четыре продуктивных пласта: Тл2-а, Тл2-б, Бб1 и Бб2.

С отбором керна на месторождении пробурена 21 скважина. Суммарная проходка с отбором керна составила 2914,1 м при выносе 1943,5 м, или 66,7 %. В девяти скважинах проходка с отбором керна составила 891,7 м при выносе 880 м, или 98,7 %.

По результатам ранее проведенного литолого-фашиального анализа для терригенных отложений визейского яруса [1–19] на Софийском месторождении выделены следующие фашиальные комплексы:

1. Протока дельты (ПД).
2. Заливно-лагунное побережье (ЗЛП).
3. Бары и другие прибрежно-аккумулятивные образования (Б).

**Материалы и методы**

В табл. 1 приведены статистические характеристики параметров пористости и проницаемости для каждой выделенной фашии.

Терригенные породы фашии протоки дельты (ПД) преимущественно представлены образцами с пористостью от 17,5 до 22,5 % (91 % выборки). Коэффициент проницаемости данной фашии в большинстве образцов составляет от 100 до 500 мД (54 % выборки).

Фашия заливно-лагунного побережья (ЗЛП) представлена преимущественно породами с пористостью 10–15 % (63 % выборки) и более 15 % (34 %). Коэффициент проницаемости для пород-коллекторов данной фашии в основном составляет от 100 до 500 мД (доля в выборке 43 %), в 23 % образцов проницаемость составляет более 500 мД, слабопроницаемые породы составляют 36 % выборки (10–100 мД) и в 21 % образцов проницаемость менее 10 мД.

К фашии прибрежно-аккумулятивного комплекса, бары (Б) относятся преимущественно породы с пористостью более 15 % (70 % выборки), 15 % образцов с пористостью 10–15 %. Проницаемость в основном составляет от 10 до 100 мД (58 % выборки), 12 % приходится на образцы с проницаемостью от 100–500 мД (табл. 1).

**Результаты расчетов и анализа**

Для определения статистической значимости средних величин в выборках использовался *t*-критерий Стьюдента, рассчитанный по формуле (1):

$$t = \frac{M_1 - M_2}{\sqrt{m_1^2 + m_2^2}}, \tag{1}$$

где  $M_1$  – средняя арифметическая первой выборки,  $M_2$  – средняя арифметическая второй выборки,  $m_1$  – средняя ошибка первой средней арифметической,  $m_2$  – средняя ошибка второй средней арифметической.

Расчеты показали, что имеются статистически значимые различия между сравниваемыми средними значениями коэффициентов пористости и проницаемости фашии протоки дельты и баров, но при этом отсутствуют статистически значимые различия параметров между фашиями баров и заливно-лагунного побережья, т.е. отложения в пределах данных фашии близки по фильтрационно-емкостным свойствам.

По имеющимся керновым данным пористости ( $K_p$ ) и проницаемости ( $K_{пр}$ ) построено корреляционное поле (рис. 1), коэффициент корреляции ( $r$ ) составляет 0,66. На диаграмме также видно, что определяется последовательность смены фашии, но при этом существует зона неопределенности, где значения точек, характеризующие различные фашиальные обстановки, попадают в единую область.

В связи с достаточно высоким разбросом значений при установлении зависимости между коэффициентами пористости и проницаемости и вследствие имеющихся

погрешностей в расчете проницаемости, в зарубежной практике при прогнозе проницаемости предложен метод гидравлических единиц потока [5–14], который увязывает между собой петрофизические и геологические параметры.

Метод основан на выделении групп коллекторов (Hydraulic Flow Units) на графике накопленной частоты параметра расчета индикатора гидравлической единицы (FZI – Flow Zone Indicator) путем выделения прямолинейных участков, которые соответствуют группам гидравлических единиц (HU) с близкими по значению FZI [5, 20–22].

Выделение гидравлической единицы потока базируется на расчете параметра FZI, мм, по пористости и проницаемости (2):

$$FZI = \frac{0,0314 \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_p}}}{1 - K_p}. \tag{2}$$

Использование HU подразумевает, что существует ограниченное количество типов пород-коллекторов, которые характеризуются индивидуальным средним значением FZI, а разброс значений FZI вызван случайными экспериментальными погрешностями [4, 5, 22].

Основываясь на том, что параметр FZI увязывает между собой геологические параметры, условия осадконакопления и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов [17, 23–32], изучена зависимость в породе глинистой фракции с размерами зерен диаметром менее 0,01 мм и способность породы быть коллектором, а также параметры FZI. Известно, что чем выше в породе содержание глинистой фракции, тем выше удельная поверхность, больше количество остаточной связанной воды, а значит, и значения параметра FZI должны быть ниже. И, наоборот, менее глинистые, хорошо отсортированные пески характеризуются меньшей удельной поверхностью и более высоким параметром FZI.

По результатам проведенного анализа установлено, что с увеличением в породе глинистой фракции возрастает содержание связанной воды, что проявляется в прямой линейной связи между параметром относительной глинистости ( $\eta$ ) и коэффициентом остаточной водонасыщенности  $K_{во}$  (рис. 2, а) с коэффициентом детерминации ( $R^2$ ) 0,89. Соответственно, существует

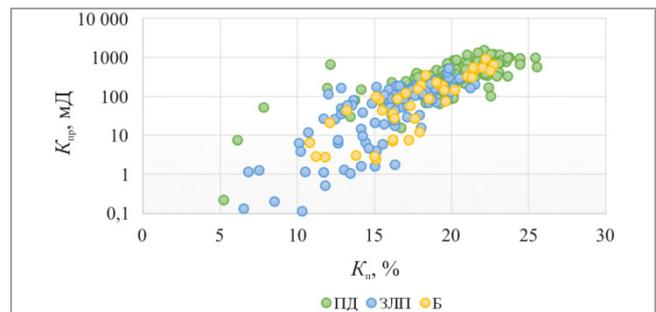


Рис. 1. Корреляционное поле  $K_p$  и  $K_{пр}$  для терригенных отложений фашии протоки дельты (ПД), заливно-лагунного побережья (ЗЛП), баров (Б)

Таблица 1

Основные статистические характеристики фашии

Параметр	Протока дельты	$t_{расч} > t_{теор}$ <i>p</i>	Бары	$t_{расч} > t_{теор}$ <i>p</i>	Заливно-лагунное побережье
$K_p$ , %	19,3 ± 3,8 3,4–25,5	4,21 > 1,97 0,05	16,1 ± 4,8 4,2–22,7	0,44 < 1,97 0,05	15,7 ± 3,1 6,5–21,5
$K_{пр}$ , %	433,2 ± 339,5 0,23–1590,7	6,15 > 1,97 0,05	160,4 ± 217,1 0,1–940,4	1,74 < 1,97 0,05	100,2 ± 97,9 0,12–541,4

Примечание: в числителе – среднее значение и стандартное отклонение, в знаменателе минимальное и максимальное значение параметров  $K_p$ ,  $K_{пр}$ ;  $t_{расч}$  – значение расчетного *t*-критерия Стьюдента;  $t_{теор}$  – теоретическое значение *t*-критерия Стьюдента; *p* – уровень статистической значимости.

Таблица 2

Характеристики гидравлических единиц потока

Фация	HU	FZI	
		FZI сред, мкм	$\frac{t_{факт} > t_{теор}^*}{p}$
Протоки дельты (ПД)	1	1,37	$\frac{7,22 > 2,22}{0,05}$
	2	2,70	$\frac{17,29 > 1,99}{0,05}$
	3	4,76	$\frac{15,81 > 1,98}{0,05}$
	4	6,42	$\frac{9,77 > 2,03}{0,05}$
	5	7,41	$\frac{6,08 > 2,11}{0,05}$
	6	8,80	$\frac{6,75 > 2,10}{0,05}$
Заливно-лагунное побережье (ЗЛП)	1	0,56	$\frac{6,75 > 2,10}{0,05}$
	2	1,27	$\frac{6,31 > 2,07}{0,05}$
	3	2,08	$\frac{10,33 > 2,03}{0,05}$
	4	3,27	$\frac{9,49 > 2,00}{0,05}$
	5	4,1	$\frac{6,16 > 2,01}{0,05}$
	6	5,60	$\frac{7,05 > 2,11}{0,05}$
Бары (Б)	1	0,21	$\frac{7,05 > 2,11}{0,05}$
	2	1,54	$\frac{8,06 > 2,08}{0,05}$
	3	3,35	$\frac{7,03 > 2,11}{0,05}$
	4	4,48	$\frac{6,05 > 2,13}{0,05}$
	5	6,04	$\frac{6,05 > 2,13}{0,05}$

Таблица 3

Таблица прогнозных уравнений  $K_{пр} = f(K_n)$ , с учетом выделенных HU и без учета таковых

Фация	HU	Уравнение с учетом FZI	R (коэффициент корреляции)	N (количество образцов)
Протоки дельты (ПД)	1	-	-	-
	2	$y = 3,1947e^{0,1669x}$	0,86	10
	3	$y = 1,3574e^{0,2649x}$	0,74	74
	4	$y = 11,859e^{0,1878x}$	0,96	25
	5	$y = 17,452e^{0,1829x}$	0,95	14
	6	$y = 10,535e^{0,2217x}$	0,94	8
Заливно-лагунное побережье (ЗЛП)	$y = 1,7657e^{0,261x}$ (обобщенная зависимость для фации протоки дельты)		0,61	133
	1	$y = 0,0179e^{0,2933x}$	0,81	11
	2	$y = 0,1788e^{0,2427x}$	0,77	9
	3	$y = 0,1941e^{0,3034x}$	0,80	15
	4	$y = 1,7189e^{0,2204x}$	0,89	22
	5	$y = 3,5957e^{0,2072x}$	0,89	33
Бары (Б)	$y = 17,15e^{0,1486x}$		0,77	16
	$y = 0,0396e^{0,4387x}$ (обобщенная зависимость для фации заливно-лагунных побережий)		0,64	106
	1	$y = 0,0029x^{0,6871}$	0,58	4
	2	$y = 0,0657e^{0,3245x}$	0,64	15
	3	$y = 1,8866e^{0,2182x}$	0,94	7
	4	$y = 3,5274e^{0,2149x}$	0,94	11
5	$y = 18,33e^{0,1612x}$	0,69	6	
$y = 0,0015e^{0,5908x}$ (обобщенная зависимость для фации баров)		0,67	43	

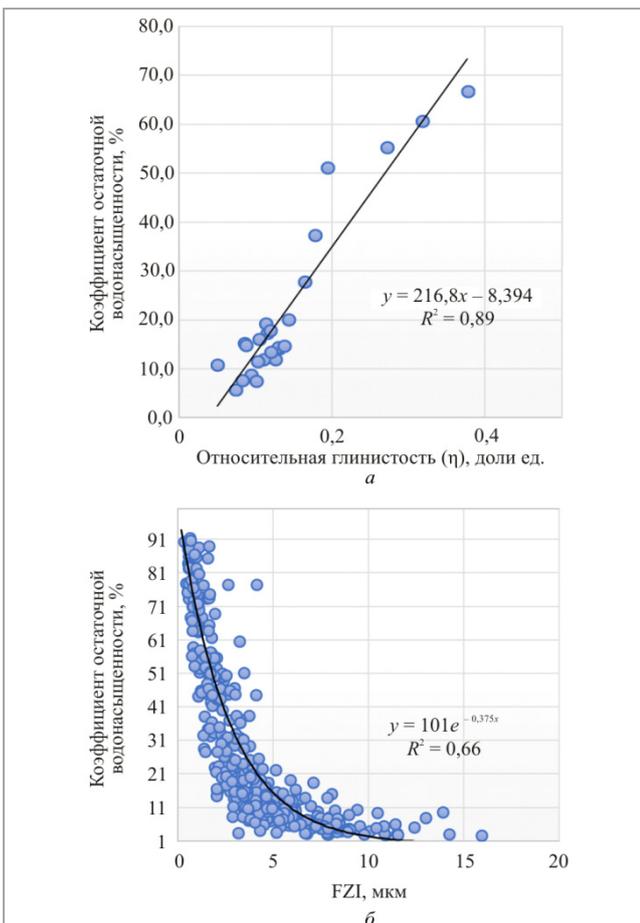


Рис. 2. Графики зависимостей: а – коэффициента остаточной водонасыщенности ( $K_{во}$ ) и относительной глинистости пород ( $\eta$ ); б – параметра FZI и коэффициента остаточной водонасыщенности

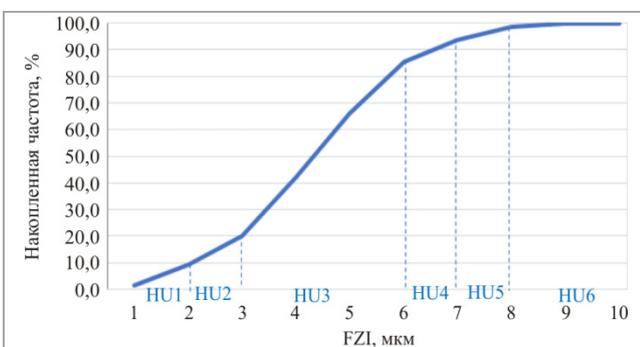


Рис. 3. График накопленной частоты FZI для фации протоки дельты

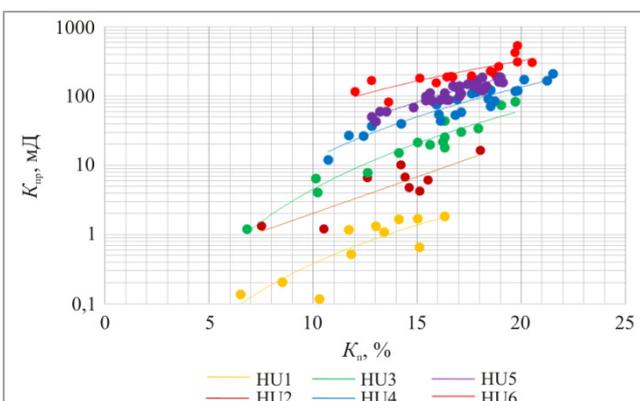


Рис. 4. Зависимость  $K_{пр}$  от  $K_n$  для фации заливно-лагунного побережья

обратная нелинейная связь между параметром FZI и коэффициентом остаточной водонасыщенности с коэффициентом детерминации 0,66 (рис. 2, б) [33].

Таким образом, параметр FZI позволяет сгруппировать породы с близкими характеристиками порового пространства, различие которых определяется условиями осадконакопления.

Для выделения групп NU строился график накопленных частот значений FZI [12, 15, 17, 34–40] и на графике определялись прямолинейные участки, которые и соответствовали группам коллекторов NU (рис. 3).

Далее для каждой группы NU определялись средние параметры фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) (табл. 2). Из данных табл. 2 видно, что параметр FZI зависит от фациальных обстановок, в фации протоки дельты он достигает своего максимума. При помощи  $t$ -критерия Стьюдента проведено сравнение полученных выборок в пределах фаций, что показало наличие статистически значимых различий между выделенными группами NU.

Для каждой группы NU, выделенных с учетом FZI, построены уравнения прогноза  $K_{пр} = f(K_p)$ , представленные в табл. 3.

Наиболее тесная связь получена между коэффициентами пористости и проницаемости при разделении группы NU в пределах фаций, коэффициенты корреляции изменяются в диапазоне от 0,58 до 0,96 [29, 40].

Отношение коэффициентов пористости и проницаемости в данном случае, рассматривается как совокупность

зависимостей для каждой группы NU со своими петрофизическими свойствами (рис. 4), что говорит о возможности определения более точного коэффициента проницаемости с использованием зависимостей, полученных с помощью FZI [12, 26, 27].

### Заключение

По результатам проведенной работы установлено, что существует связь между параметром FZI и петрофизическими свойствами породами, которые в свою очередь определяются условиями осадконакопления. Использование параметра FZI и разделение пород на гидравлические единицы позволяет детально учитывать геологическую неоднородность пласта.

Единая зависимость по ядерным данным «пористость – проницаемость» может привести к значительной погрешности при определении проницаемости по данным ГИС, используемой в дальнейшем в гидродинамической модели месторождения. Анализ корреляционных зависимостей «пористость – проницаемость» с учетом выделения NU в пределах фаций показал достаточно тесную связь между коэффициентами пористости и проницаемости. Таким образом, для повышения достоверности в определении фильтрационно-емкостных свойств пород рекомендуется использование зависимостей  $K_{пр} = f(K_p)$ , построенных с учетом групп NU.

### Библиографический список

1. Кокорин А.А., Касаткина В.Е., Гильманова Н.В. Особенности геологического строения объектов бс1/10 и бс2/10 дружного месторождения, определяющие характер обводнения скважин и механизм вытеснения нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2014. – Вып. 10.
2. Хуснуллина Г.Р. Комплексирование литологических и петрофизических исследований для оптимизации разработки Красноленинского месторождения (Каменный участок, Восточная часть) // VII Всероссийское литологическое совещание 28–31 октября 2013.
3. Хасанова К.А., Шетинкина Д.А. К вопросу значимости генетических особенностей при выделении коллекторов на примере Тевлонско-Рускинского месторождения (Западная Сибирь) // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Вып.3.
4. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора / В.П. Мангазев, В.Б. Белозеров, И.Н. Кошовкин, А.В. Рязанов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 66–70.
5. Jude O. Amaefule and Mehmet Flitunbay, Core Laboratories; Djebbar Tiab, U. of Oklahoma; David G. Kersey and Dare K. Keelan, Core Laboratorie. Enhanced Reservoir Dis-cription: Using Core and Log Data To Identify (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals // SPE 26436. – P. 205–220.
6. Способ оценки поспойной неоднородности нефтяных пластов по проницаемости в условиях недостаточной информативности / Р.Х. Халимов, Р.З. Нургалиев, А.А. Махмутов, Н.И. Хисамтудинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 56–58.
7. Permeability prediction by hydraulic flow units-theory and applications / M. Abbaszadeh [et al.] // SPE Formation Evaluation. – 1996. – Vol. 11, № 04. – С. 263–271.
8. Basoi R.E., Shanin N., Dawood S.E. Reservoir rock typing from crest to flank is there a link // SPE paper 117728, presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – UAE, Abu Dabi, 2008. – 22 p.
9. Kaseem A.L., Mike O.O. A robust Approach to flow unit zonation // SPE paper 98830, presented at the 29th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition. – Nigeria, Abuja, 2005. – 15 p.
10. Pittman E.D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone // AAPG Bulletin. – 1992. – V. 76. – P. 191–198.
11. Permeability Prediction Using Genetic Unit Averages of Flow Zone Indicators (FZIs) and Neural Networks / C.I. Uguru, U.O. Onyeagoro, J. Lin, J. Okkerman, I.O. Sikiru // The 29th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition in Abuja. – Nigeria, 2005.
12. Global Hydraulic Elements: Elementary Petrophysics for Reduced Reservoir Model-ling / P.W.M. Corbett, Y. Ellabadi, K. Mohammed, A. Posysoev // VEAGE 65-th Conference & Exhibition. – Stavanger, Norway, 2003. – Z-99.
13. Identifying Reservoir Rock Types using a Modified FZI Technique in the Brazilian Pre-Salt / Nadege Bize Forest, Shlumberger Frances Abbots, SHELL; Victoria Baines, Shlumberger; Austin Boyd, LRAP-POLI/COPPE/UFRJ. // The Offshore Technologe Conference brasil held in Rio de Janeiro. – Brazil, 2019.
14. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Transport Properties. – US, Houston: Gulf Professional publishing, 2012.
15. Борисов. В.Г. Улучшенный алгоритм применения метода единиц потока для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллектора в скважинах, не охарактеризованных керном // Нефтяная провинция. – 2018. – Вып. 3.
16. Хасанова К.А., Митяев М.Ю. Методика построения геологической модели нефтяного коллектора (на примере пласта БП<sub>11</sub> Вынгаяхинского месторождения, Западная Сибирь) // Литосфера. – 2014. – Вып. 4.
17. Белозеров Б.В. Изучение возможностей геофизических методов, в связи с геологическим моделированием месторождений углеводородов. – СПб., 2008.
18. Белозеров Б.В. Роль петрофизических исследований при оценке насыщения сложнопостроенных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Вып. 1.
19. Построение единой литолого-фациальной модели пластов-коллекторов визейской терригенной толщи на лицензионных участках ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в пределах Жукковского, Забродовского и Енапаевского лицензионных участков для оптимизации точек заложения поисково-оценочных скважин: отчет ООО «ПермНИИнефть» по договору № 09z1507/4349. Этапы 1-3. Енапаевский лицензионный участок / Е.Е. Винокурова, Т.В. Стукова [и др.]. – Пермь, 2010 г. (Фонды ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»).
20. Кошовкин И.Н., Белозеров В.Б. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 310, № 2. – С. 26–32.
21. Фролова Е.В. Пример методики построения геологической модели нефтяного коллектора // Евразийский союз ученых. – 2015. – Вып. 7.
22. Фролова Е.В. Выделение гидравлических единиц потока – ключевое направление для классификации терригенных коллекторов (на примере одного из месторождений севера Западной Сибири) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Вып. 2.
23. Хуснуллина Г.Р. Геологическое строение и условия формирования продуктивных пластов викуловской свиты Красноленинского месторождения: дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Тюмень, 2014. – 195 с.
24. Чернова О.С. Стадийность построения комплексных геолого-геофизических моделей месторождений нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305, вып. 6: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. – С. 259–268.
25. Изучение закономерности изменения проницаемости продуктивных пластов комбинированными методами на примере д1/1, д1/2 Абдрахмановской площади / А.А. Назаров, М.Ш. Магдеев, М.В. Федотов, С.А. Маслов, М.Ф. Валидов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – Вып. 10.
26. Чувилев В.О., Шкирман Н.П. Альтернативный анализ фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пачек чокракского возраста на примере месторождения Песчаное // Булатовские чтения: сборник статей. – 2018.

27. Новые подходы к описанию пластов на сибирских нефтяных месторождениях (на примере Крапивинского и Малобальковского месторождений) / П. Корбетт, А. Дятлов, Т. Кулагина, А. Посасоев, Р. Вестерман, С. Женг, К. Абабков // Интенсификация добычи нефти: матер. междунар. научно-практ. конф. – Томск, 2004. – С. 49–56.
28. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
29. Хабаров А.В., Волокитин Я.Е. Методика комплексного анализа данных керн и ГИС с целью литологической классификации терригенных коллекторов // Каротажник. – 2010. – № 3. – С. 83–128.
30. Недолвик Н.М. Исследование керн в нефтегазовых скважинах. Практикум для выполнения учебно-научных работ студентами «Прикладная геология». – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 158 с.
31. Kolodzie S.Jr., Analysis of Pore Throat Size and Use of Waxman-Smits Equation to Determine OOIP in Spindle Field // Colorado: SPE 9382 presented at 55th SPE Annual Fall Technology Conference. – 1980.
32. Maghsood Abbaszadeh, Hikari Fujii, Fujio Fujimoto. Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units – Theory and Applications // SPE 30158.
33. Niab D., Dinaldson E.C. Petrophysics. – Oxford: Elsevier, 2004. – 926 p.
34. Шкирман Н.П., Киян А.П. Методика интерпритации и определение параметров продуктивных коллекторов (на примере Ключевого месторождения) // Булатовские чтения: сборник статей. – 2019.
35. Петухова Ю.А., Потехин Д.В. Математическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов // Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений: X научно-практическая конференция. – 2017.
36. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». – Екатеринбург: Изд-во УГГА, 2003. – 147 с.
37. Вылцан И.А. Фации и формации осадочных пород. – Томск: Изд-во ТГУ, 2002. – 484 с.
38. Совершенствование метода гидравлических единиц потока на основе кусочно-линейной аппроксимации функции распределения FZI в условиях сложного геологического строения / А.А. Махмутов, В.К. Мухутдинов, Р.Х. Гилбманова, Р.М. Инсафов // Нефтяная провинция. – 2021. – Ч. 2. – № 4 (28). – С. 343–352. DOI: 10/25689/NP.2021.4.343-352
39. Early Determination of reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method / G.W. Gunter, J.M. Finneran, D.J. Hartman, J.D. Miller // SPE 38679. – 1997.
40. Abbaszadeh M., Fujii H., Fujimoto F. Permeability prediction by Hydraulic Flow Units // Theory and applications: Society of Petroleum Engineers Petrovietnam Conference, 1–3 March 1995. – Hochiminh, 1995. – 11 p.

## References

1. Kokorin A.A., Kasatkina V.E., Gil'manova N.V. Osobennosti geologicheskogo stroeniia ob'ektov bs1/10 i bs2/10 druzhnogo mestorozhdeniia, opredeliaiushchie kharakter obvodneniia skvazhin i mekhanizm vytesneniia nefiti [Some specific features of BS<sub>10</sub><sup>1</sup> and BS<sub>10</sub><sup>2</sup> formations geological structure of Druzhny field that determine the character of wells water-flooding and the mechanism of oil replacement]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2014, iss. 10, pp. 12-19.
2. Khusnullina G.R. Kompleksirovanie litologicheskikh i petrofizicheskikh issledovani dlia optimizatsii razrabotki Krasnoleninskogo mestorozhdeniia (Kamennyi uchastok, Vostochnaia chast') [Integration of lithological and petrophysical studies to optimize the development of the Krasnoleninskoye field (Kamenny site, Eastern part)]. *VII Vserossiiskoe litologicheskoe soveshchaniye 28-31 Oktober 2013*.
3. Khasanova K.A., Shchetinkina D.A. K voprosu znachimosti geneticheskikh osobennostei pri vydelenii kolektorov na primere Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniia (Zapadnaia Sibir') [To the question of significance genetic features for allocation on the example of collectors Tevlinsko-Russkinskoye field (West Siberia)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2012, vol. 11, iss. 3, pp. 30-38
4. Mangazeev V.P., Belozero V.B., Koshovkin I.N., Riazanov A.V. Metodika otobrazheniia v tsifrovoi geologicheskoi modeli litologo-fatsial'nykh osobennostei terrigenno kolektora [Methodology of representing lithological and facial features in a digital geological model]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2006, no. 5, pp. 66-70.
5. Jude O. Amaefule fnd Mehmet Fltunbay, Core Laboratories; Djebbar Tiab, U. of Oklahoma; David G. Kersey end Dare K. Keelan, Core Laboratorie. Enhanced Reservoir Dis-cription: Using Core and Log Data to Identify (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals. *SPE 26436*, pp. 205-220. DOI: 10.2118/26436-MS
6. Khalimov R.Kh., Nurgaliev R.Z., Makhmutov A.A., Khisamtudinov N.I. Sposob otsenki posloinoi neodnorodnosti nefiannykh plastov po pronitsaemosti v usloviakh nedostatochnoi informativnosti [A method applied to evaluate layer-by-layer heterogeneity of oil formations permeability in case of information content insufficiency]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2016, no. 12, pp. 56-58.
7. Abbaszadeh M. et al. Permeability prediction by hydraulic flow units-theory and applications. *SPE Formation Evaluation*, 1996, vol. 11, no. 04, pp. 263-271. DOI: 10.2118/30158-PA
8. Basoi R.E., Shanin N., Dawood S.E. Reservoir rock typing from crest to flank is there a link. *SPE paper 117728, presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. UAE, Abu Dabi*, 2008, 22 p. DOI: 10.2118/117728-MS
9. Kaseem A.L., Mike O.O. A robust Approach to flow unit zonation. *SPE paper 98830, presented at the 29th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition. Nigeria, Abuja*, 2005, 15 p. DOI: 10.2118/98830-MS
10. Pittman E.D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. *AAPG Bulletin*, 1992, vol. 76, pp. 191-198. DOI: 10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D
11. Uguru C.I., Onyeagor U.O., Lin J., Okkerman J., Sikiru I.O. Permeability Prediction Using Genetic Unit Averages of Flow Zone Indicators (FZIs) and Neural Networks. *The 29th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition in Abuja. Nigeria*, 2005. DOI: 10.2118/98828-MS
12. Corbett P.W.M., Ellabadi Y., Mohammed K., Posysoev A. Global Hydraulic Elements: Elementary Petrophysics for Reduced Reservoir Modelling. *VEAGE 65-th Conference & Exhibition. Stavanger, Norway*, 2003, Z-99. DOI: 10.3997/2214-4609-pdb.6.F26
13. Nadege Bize Forest, Shlumberger Frances Abbots, SHELL; Victoria Baines, Shlumberger; Austin Boyd, LRAP-POLI/COPPE/UFRJ. Identifying Reservoir Rock Types using a Modified FZI Technique in the Brazilian Pre-Salt. *The Offshore Technologe Conference Brasil held in Rio de Janeiro. Brazil*, 2019. DOI: 10.4043/29694-MS
14. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Transport Properties. US, Houston: Gulf Professional publishing, 2012.
15. Borisov. V.G. Uluchshenniy algoritm primeneniia metoda edinits potoka dlia prognozirovaniia fil'tratsionno-embkostnykh svoystv kolektora v skvazhinakh, ne okarakterizovannykh kernom [Improved application of flow unit method to predict reservoir properties in uncored wells]. *Neftiania provintsiia*, 2018, iss. 3 (15), pp. 18-30. DOI: 10.25689/NP.2018.3.18-30
16. Khasanova K.A., Mitiaev. M.Iu. Metodika postroeniia geologicheskoi modeli nefiannogo kolektora (na primere plasta BP11 Vyngaiakhinskogo mestorozhdeniia, Zapadnaia Sibir') [Methodology of oil reservoir characterization (on the example of bed BP<sub>11</sub>, Vyngayakhinskoye field, Western Siberia)]. *Litosfera*, 2014, iss. 4.
17. Belozero V.B. Izuchenie vozmozhnostei geofizicheskikh metodov, v sviazi s geologicheskim modelirovaniem mestorozhdenii ugleodorov [Exploring the possibilities of geophysical methods in connection with the geological modeling of hydrocarbon deposits]. *Saint Petersburg, 2008. Zapiski Gornogo instituta*, Tom 174, pp. 17-19
18. Belozero V.B. Rol' petrofizicheskikh issledovani pri otsenke nasyshcheniia slozhnopostroennykh kolektorov [The role of petrophysical studies in assessing the saturation of complex reservoirs]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2010, iss. 1. T. 317. pp 110-116
19. Vinokurova E.E., Stukova T.V. et al. Postroenie edinoi litologo-fatsial'noi modeli plastov-kolektorov vizeiskoi terrigennoi tolschi na litsenzionnykh uchastkakh OOO "LUKOIL-PERM" v predelakh Zhukovskogo, Zabrodovskogo i Enapaevskogo litsenzionnykh uchastkov dlia optimizatsii tochek zalozheniia poiskovo-otsenochnykh skvazhin: otchet OOO "PermNIPineft" po dogovoru № 09z1507/4349. Etapy 1-3. Enapaevskii litsenzionnyi uchastok [Construction of a unified lithofacies model of reservoirs of the Visean terrigenous strata in the licensed areas of LUKOIL-PERM LLC within the Zhukovsky, Zabrodovsky and Enapaevsky license areas to optimize the location of prospecting and appraisal wells: report by PermNIPineft LLC under contract No. 09z1507/4349 . Stages 1-3. Yenapaevsky license area]. Perm', 2010 g. (Fondy OOO "LUKOIL-PERM")
20. Koshovkin I.N., Belozero V.B. Otoprazhenie neodnorodnosti terrigennykh kolektorov pri postroenii geologicheskikh modeli nefiannykh mestorozhdenii [Display of heterogeneities of terrigenous reservoirs in the construction of geological models of oil fields]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2007, vol. 310, no. 2, pp. 26-32.
21. Frolova E.V. Primer metodiki postroeniia geologicheskoi modeli nefiannogo kolektora [An example of a methodology for constructing a geological model of an oil reservoir]. *Evrasiiskii soizuz uchennykh*, 2015, iss. 7. pp. 104-107
22. Frolova E.V. Vydelenie gidravlicheskikh edinits potoka - kluchevoe napravlenie dlia klassifikatsii terrigennykh kolektorov (na primere odnogo iz mestorozhdenii severa Zapadnoi Sibiri) [Definition of the hydraulic flow units - the leading purpose for the classification of terrigenous sedimentary reservoirs (according to the example of one oil field, Western Siberia basin)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2012, iss. 2. pp. 25-31
23. Khusnullina G.R. Geologicheskoe stroenie i usloviia formirovaniia produktivnykh plastov vikulovskoi svity Krasnoleninskogo mestorozhdeniia [Geological structure and conditions for the formation of productive strata of the Vikulovskaya suite of the Krasnoleninskoye field]. Ph. D. thesis. Tiumen', 2014, 195 p.
24. Chernova O.S. Stadiiost' postroeniia kompleksnykh geologo-geofizicheskikh modeli mestorozhdenii nefiti i gaza [Stages of complex geological and geophysical models creation reservoirs of oil and gas]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2002, vol. 305, iss. 6: *Geologiya, poiski i razvedka poleznykh iskopaemykh Sibiri*, pp. 259-268.

25. Nazarov A.A., Magdeev M.Sh., Fedotov M.V., Maslov S.A., Validov M.F. Izuchenie zakonmernosti izmeneniia pronitsaemosti produktivnykh plastov kombinirovannymi metodami na primere  $d_{1/1}$ ,  $d_{1/2}$  Abdrakhmanovskoi ploshchadi [Study of the regularity of reservoirs permeability change by combined methods on the example of  $d_{1/1}$ ,  $d_{1/2}$  formations of Abdrakhmanovskaya area]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2017, iss. 10, pp. 50-54.
26. Chuvilev V.O., Shkirman N.P. Alternativnyi analiz fil'tratsionno-emkostnykh svoystv produktivnykh pachek chokrakskogo vozrasta na primere mestorozhdeniia Peschanoe [Alternative analysis of porosity and permeability properties of productive units of the Chokrak age on the example of the Peschanoe field]. *Bulatovskie chteniia: sbornik statei*, 2018.
27. Korbett P., Diatlov A., Kulagina T., Posysoev A., Vesterman R., Zheng S., Ababkov K. Novye podkhody k opisaniiu plastov na sibirskikh nef'tianykh mestorozhdeniakh (na primere Krapivinskogo i Malobalyknskogo mestorozhdenii) [New approaches to the description of reservoirs in Siberian oil fields (on the example of the Krapivinskoye and Malobalyknskoye fields)]. *Intensifikatsiia dobychi nef'ti. Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*. Tomsk, 2004, pp. 49-56.
28. Muromtsev V.S. Elektrometricheskaiia geologiya peschanykh tel - litologicheskikh lovushek nef'ti i gaza [Electrometric geology of sand bodies - lithological traps of oil and gas]. Leningrad: Nedra, 1984, 260 p.
29. Khabarov A.V., Volokitin Ia.E. Metodika kompleksnogo analiza dannykh kerna i GIS s tsel'iu litologicheskoi klassifikatsii terrigenykh kollektorov [Procedure for combined analysis of core and log data for lithologic classification of terrigenous reservoirs]. *Karotazhnik*, 2010, no. 3, pp. 83-128.
30. Nedolivko N.M. Issledovanie kerna v nef'tegazovykh skvazhinakh. Praktikum dlia vypolneniia uchebno-nauchnykh rabot studentami "Prikladnaia geologiya" [Core study in oil and gas wells. Workshop for the implementation of educational and scientific work by students "Applied Geology"]. Tomsk. Tomskii politekhnicheskii universitet, 2008, 158 p.
31. Kolodzie S.Jr., Analysis of Pore Throat Size and Use of Waxman-Smiths Equation to Determine OOIP in Spindle Field. *Colorado: SPE 9382 presented at 55th SPE Annual Fall Technology Conference*, 1980. DOI: 10.2118/9382-MS
32. Maghsood Abbaszadeh, Hikari Fujii, Fujio Fujimoto. Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units - Theory and Applications. *SPE 30158*. DOI: 10.2118/30158-PA
33. Tiab D., Donaldson E.C. *Petrophysics*. Oxford: Elsevier, 2004, 926 p.
34. Shkirman N.P., Kiiian A.P. Metodika interpretatsii i opredelenie parametrov produktivnykh kollektorov (na primere Kliuchevogo mestorozhdeniia) [Technique of interpretation and determination of parameters productive collectors (for example Kluychevoe deposits)]. *Bulatovskie chteniia. Sbornik statei*, 2019. T. 1, pp. 156-159
35. Petukhova Iu.A., Potekhin D.V. Matematicheskoe modelirovanie fil'tratsionno-emkostnykh svoystv kollektorov [Mathematical modeling of reservoir properties]. *Matematicheskoe modelirovanie i komp'yuternye tekhnologii v protsessakh razrabotki mestorozhdenii: Kh nauchno-prakticheskaiia konferentsiia*, 2017.
36. Alekseev V.P. Litologo-fatsial'nyi analiz: uchebno-metodicheskoe posobie k prakticheskim zaniatiyam i samostoitel'noe rabote po distsipline "Litologiya" [Lithological-facies analysis: teaching aid for practical exercises and independent work in the discipline "Lithology"]. Ekaterinburg: Ural'skaia gosudarstvennaia gornogeologicheskaiia akademiia, 2003, 147 p.
37. Vyltsan I.A. Fatsii i formatsii osadochnykh porod [Facies and sedimentary rock formations]. Tomsk: Tomskii gosudarstvennyi universitet, 2002, 484 p.
38. Makhmutov A.A., Mukhutdinov V.K., Gilbmanova R.Kh., Insafov R.M. Sovershenstvovanie metoda gidravlicheskiikh edinits potoka na osnove kusochno-lineinoy approksimatsii funktsii raspredeleniia FZI v usloviiah slozhnogo geoligicheskogo stroeniia [Advancements in flow zone indicator method based on piecewise-linear approximation of FZI distribution function underconditions of complex geological structure]. *Neftianaiia provintsiiia*, 2021, part. 2, no. 4 (28), pp. 343-352. DOI: 10/25689/NP.2021.4.343-352
39. Gunter G.W., Finneran J.M., Hartman D.J., Miller J.D. Early Determination of reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method. *SPE 38679*, 1997. DOI: 10.2118/38679-MS
40. Abbaszadeh M., Fujii H., Fujimoto F. Permeability prediction by Hydraulic Flow Units. *Theory and applications: Society of Petroleum Engineers Petrovietnam Conference, 1-3 March 1995*. Hochiminh, 1995, 11 p.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.  
 Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.  
 Вклад авторов равноценен.