

УДК 622.276

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2022

**Исследование влияния геолого-промысловых характеристик Турнейского пласта на обводненность продукции скважин****Я.С. Лигинькова**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)

**Study of the Influence of Geological and Production Characteristics of the Tourneisian Formation on Well Production Watering****Yana S. Liginkova**

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 22.04.2021. Принята / Accepted: 22.10.2021. Опубликовано / Published: 31.01.2022

**Ключевые слова:**

карбонатный коллектор, сложнопостроенная залежь, керн, трещиноватость, заводнение, опережающее обводнение, проницаемость, пористость, гидродинамические исследования, метод Уоррена – Рута, многомерный регрессионный анализ, вероятностно-статистическая модель, дифференцированная модель, корреляция, линейный дискриминантный анализ.

При выполнении исследований произведен анализ основных показателей разработки турнейского пласта месторождения Пермского края. Установлено, что рассматриваемый объект разработки имеет высокую неоднородность и трещиноватость, что определено путем интерпретации данных гидродинамических исследований. Для анализа были использованы скважины центральной части основного поднятия с высокими значениями показателя обводненности. В рамках исследования рассматривались основные геологические характеристики пласта: пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, песчанность и мощность пласта; технологические показатели разработки: дебиты нефти, жидкости и депрессия, а также параметры трещиноватости: раскрытость, проницаемость трещин и доля трещиноватого коллектора, вычисленные с помощью метода Уоррена – Рута. При помощи статистических методов были изучены зависимости между характеристиками пласта и основными параметрами разработки. С целью определения параметров, максимально влияющих на процесс обводнения, были построены уравнения регрессии, выполненный анализ которых позволил установить, что в зависимости от значения обводненности, наблюдаются две группы показателей, формирующих ее. Полученное разделение было подтверждено путем сравнения средних значений всех показателей с помощью *t*-критерия Стьюдента и построением линейной дискриминантной функции. Это позволило обосновать необходимость построения трех многомерных моделей. Первая модель построена по всем изучаемым скважинам, вторая и третья модели – по данным скважин в зависимости от степени их обводненности. В результате были определены основные параметры, влияющие на показатель обводненности в каждой из моделей, в частности определена роль трещиноватости пласта. Путем сравнения фактических и прогнозных значений обводненности было определено, что лучшие результаты прогноза получены при использовании дифференцированных моделей.

**Keywords:**

carbonate reservoir, complex reservoir, core, fracturing, flooding, advanced watering, permeability, porosity, hydrodynamic studies, Warren-Root method, multivariate regression analysis, probabilistic-statistical model, differentiated model, correlation, linear discriminant analysis.

When performing research, a main indicators analysis for development of the Perm region field Tourneisian reservoir was made. It was established that the development object under consideration has a high heterogeneity and fracturing, which was determined by interpreting the data of hydrodynamic studies. Wells of the central part of the main uplift with high values of water cut were used for the analysis. The study considered the main geological characteristics of the reservoir: porosity, permeability, oil saturation, net-to-gross ratio and reservoir thickness; technological indicators of development: oil, liquid rates and depression, as well as fracture parameters: openness, fracture permeability and proportion of fractured reservoir, calculated using the Warren-Root method. With the help of statistical methods, the relationships between the reservoir characteristics and the main development parameters were studied. In order to determine the parameters that had the maximum effect on the process of watering, regression equations were constructed, the analysis of which made it possible to establish that, depending on the value of watering, there were two groups of indicators that formed it. The obtained division was confirmed by comparing the average values of all indicators using Student's t-test and constructing a linear discriminant function. This made it possible to substantiate the need to build three multidimensional models. The first model was built for all studied wells, the second and third models - according to well data, depending on the degree of their water cut. As a result, the main parameters that affect the water cut index in each of the models were determined, in particular, the role of formation fracturing was determined. By comparing the actual and predicted water cut values, it was determined that the best forecast results were obtained using differentiated models.

Лигинькова Яна Сергеевна – аспирант (тел.: +007 (342) 233 63 38, e-mail: [liginkovays@gmail.com](mailto:liginkovays@gmail.com)).Yana S. Liginkova – PhD student (tel.: +007 (342) 233 63 38, e-mail: [liginkovays@gmail.com](mailto:liginkovays@gmail.com)).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Лигинькова Я.С. Исследование влияния геолого-промысловых характеристик Турнейского пласта на обводненность продукции скважин // Недропользование. – 2022. – Т.22, №1. – С.15–20. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.3

Please cite this article in English as:

Liginkova Y.S. Study of the Influence of Geological and Production Characteristics of the Tourneisian Formation on Well Production Watering. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol.22, no.1, pp.15-20. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.3

Введение

Обводненность является важнейшим промышленным параметром для анализа разработки месторождений нефти. Чаще всего при разработке именно карбонатных коллекторов можно наблюдать быстрый прорыв воды к забоям добывающих скважин [1–4]. Это во многом объясняется сложным строением залежи, в частности наличием трещиноватости в пласте. Такие коллекторы, как правило, относятся к типу трещинно-поровых, которые характеризуются низкими значениями проницаемости блоков породы по сравнению с проницаемостью трещин, пористости трещин и наличием обмена жидкостью между системами блоков и трещин.

С такой проблемой сталкиваются и на месторождениях Пермского края, карбонатные залежи которых имеют сложное строение и неоднородный литолого-фациальный состав [5–10]. Одним из примеров залежи такого типа является турнейский пласт изучаемого месторождения.

Общая характеристика объекта исследования

Для анализа показателя обводненности и построения вероятностно-статистических моделей была выбрана турнейская карбонатная залежь месторождения Пермского края. Эксплуатация пласта началась в сентябре 1978 г. Интенсивное разбуривание и ввод новых скважин происходили в 1979–1982 гг. и завершились в 1988 г. Начальный дебит новых скважин составлял 0,7–6,0 т/сут безводной нефти. Резкие скачки обводнения наблюдались с 1983 г. после организации закачки, а также с 2007 по 2015 г., после чего процент обводненности добываемой продукции увеличился с 37 до 72,6 % в 2016 г. При этом на данный момент высокая обводненность – основная причина выбытия скважин с объекта, на нагнетательном фонде проводится комплекс мероприятий, направленных на восстановление и выравнивание профиля приемистости [11–14].

Турнейский объект имеет сложное геологическое строение: высокую расчлененность, сложный минералогический состав, макро- и микро неоднородность, также осложняющим фактором является высокая вязкость нефти. Анализ образцов керн показал, что в пласте преобладают поры межформенного типа выщелачивания и межформенные каналы. В коллекторах с несколько ухудшенными коллекторскими свойствами наряду с межформенными имеются седиментационные внутриформенные поры, микротрещиноватость в образцах не была обнаружена. Однако крупные трещины довольно сложно установить по образцам керн, это связано в первую очередь с разламыванием керн по трещинам и качеством самих образцов (трещины при разбуривании, нарушение правил транспортировки) [15–17]. Также необходимо отметить, что полученная информация характеризует начальное состояние пласта, зачастую не охваченного разработкой [18–20]. Косвенным фактором наличия трещин может служить не только резкий темп обводненности скважинной продукции, но и результаты гидродинамических исследований: проницаемость по результатам этих исследований выше, чем определенная по керну и петрофизическим зависимостям.

Для определения ряда параметров были использованы различные методы интерпретации кривых восстановления давления: методов произведения и касательной. Для определения характеристик трещин по графикам кривых восстановления уровней (КВУ) и кривых восстановления давления (КВД) производился расчет с помощью метода Уоррена – Рута [21–29]. С помощью данной методики были определены доля трещиноватости пласта, раскрытость и проницаемость трещин. В результате по полученным данным была построена схема трещиноватости, позволяющая установить распространение трещиноватого коллектора по площади (рис. 1).

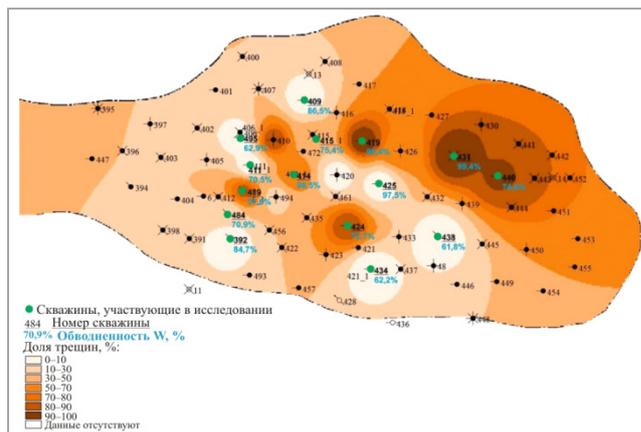


Рис. 1. Схема распространения трещиноватого коллектора по объекту Т

Таблица 1

Основные статистические характеристики показателей

Показатель	Среднее ± Ст.откл.		Показатель	Среднее ± Ст.откл.	
	Минимум	Максимум		Минимум	Максимум
$I, \%$	78,237	± 14,881	$K_{пр}, мкм^2$	148,733	± 231,335
$Q_{н}, т/сут$	3,358	± 3,052	$H_{эф,н}, м$	7,900	± 16,000
$Q_{ж}, м^3/сут$	19,658	± 11,610	$dP, МПа$	4,284	± 3,192
$K_{песч}, доли ед.$	0,552	± 0,076	$b_{тр}, мкм$	0,398	± 0,417
$K_{н}, доли ед.$	83,118	± 5,613	$\omega_{тр}, доли ед.$	75,490	± 98,253
$K_{п}, доли ед.$	14,910	± 1,807	$K_{пр,тр}, мкм^2$	0,000	± 259,135
$K_{н}, доли ед.$	10,911	± 17,313		0,000	± 27,910

Анализ данной схемы показал, что в зонах повышенной трещиноватости наблюдаются, как правило, и высокие значения обводненности. Поэтому для анализа были выбраны 15 скважин турнейской залежи, располагающиеся в центральной и северной частях основного поднятия и отмеченные на рис. 1, для которых был произведен анализ КВД и рассчитаны характеристики трещиноватости. Скважины были выбраны исходя из высоких темпов обводнения продукции скважины в процессе работы и высоких показателей обводненности, изменяющихся в диапазоне от 57,6 до 99,4 %.

Исследование влияние геологических факторов и показателей разработки на обводненность скважин

Динамика обводненности зависит не только от времени и стадии разработки, но и от свойств пласта [30, 31]. В связи с этим для анализа в данной работе привлечены различные характеристики залежи – геологические данные и показатели разработки:

- Геологический показатель:
  - коэффициент песчаности (по РИГИС) ( $K_{песч}$ , доли ед.);
  - коэффициент нефтенасыщенности (по РИГИС) ( $K_n$ , доли ед.);
  - коэффициент пористости (по РИГИС) ( $K_p$ , доли ед.);
  - коэффициент проницаемости (по РИГИС) ( $K_{пр}$ , мкм<sup>2</sup>);
  - эффективная нефтенасыщенная толщина (по РИГИС) ( $H_{эф,н}$ , м).
- Параметр трещин:
  - раскрытость трещин ( $b_{тр}$ , мкм);
  - доля трещин ( $\omega_{тр}$ , доли ед.);
  - коэффициент проницаемости трещин ( $K_{пр,тр}$ , мкм<sup>2</sup>).
- Показатель разработки:
  - обводненность ( $I$ , %);
  - дебит жидкости ( $Q_{ж}$ , т/сут);
  - дебит нефти ( $Q_n$ , м<sup>3</sup>/сут);
  - депрессия (рассчитанная как разница между пластовым давлением по КВД и забойным) ( $dP$ , МПа).

Таблица 2

Корреляционная матрица геолого-физических показателей и показателей разработки

Параметр	<i>W</i>	$Q_{п}$	$Q_{ж}$	$K_{песч}$	$K_{п}$	$K_{н}$	$K_{пр}$	$H_{об}$	<i>dP</i>	$b_{пр}$	$\omega_{пр}$	$K_{пр,пр}$
<i>W</i>	1	-0,350*	0,433*	0,144	-0,313*	-0,447*	-0,461*	0,121	-0,418*	0,101	0,156	0,408*
$Q_{ж}$		1	0,651*	-0,291*	0,153	0,201*	0,135	-0,119	0,378*	-0,021	0,249*	0,091
$Q_{п}$			1	-0,250*	-0,055	-0,159	-0,167	-0,088	0,103	0,073	0,292*	0,404*
$K_{песч}$				1	-0,636*	-0,283*	-0,428*	0,650*	0,005	-0,061	0,482*	-0,047
$K_{п}$					1	0,703*	0,503*	-0,696*	-0,002	0,213*	-0,426*	-0,157
$K_{н}$						1	0,536*	-0,211*	0,059	0,333*	0,015	-0,049
$K_{пр}$							1	-0,209*	-0,039	0,464*	-0,156	-0,258*
$H_{об}$								1	-0,094	0,237*	0,558*	0,024
<i>dP</i>									1	-0,098	-0,419*	-0,327*
$b_{пр}$										1	0,042	-0,152
$\omega_{пр}$											1	0,398*
$K_{пр,пр}$												1

Примечание: \* – статистически значимая корреляционная связь ( $p < 0,05$ ).

Таблица 3

Характеристики многомерных уравнений

<i>N</i>	<i>W</i>	Св.член	$Q_{п}$	$Q_{ж}$	$K_{песч}$	$K_{п}$	$K_{н}$	$K_{пр}$	$H_{об}$	<i>DP</i>	$b_{пр}$	$\omega_{пр}$	$K_{пр,пр}$	$R^2$
3	58-62,1	61,970*	-	-	-	-	-	-	-	-	-5,218*	-	-	0,995
4	58-63,0	62,290*	-	-	-	-	-	-	-	-	-5,605*	-	-	0,960
5	58-70,5	68,615	-	-	-11,182	-	-	-0,007	-	-	-	0,031	0,199	1
6	58-70,9	66,897	-	-	-1,775	-	-	-0,007	-0,189	-	-	0,047	-0,283	1
7	58-72,7	76,432	-11,207	3,476	-	-	0,289	-	-	-1,463	-	-0,039	-	0,999
8	58-74,6	60,179	-	-	-4,182	-0,001	0,419	-0,018	-	0,028	11,134	0,025	-	1
9	58-75,4	-8,706	0,066	-	-	0,709	-0,182	-0,018	1,384	-	7,916	0,019	0,157	1
10	58-84,7	-69,38	-	-0,020	-5,836	1,196	0,078	-0,017	2,718	0,329	4,729	-	0,872	1
11	58-86,5	61,246*	-5,294*	1,630*	-	-	0,617*	-0,008*	-	-0,445*	3,794*	0,007*	-0,170*	0,999
12	58-97,5	65,414*	-5,927*	1,752*	-	-	0,540	-0,007*	-0,303	-0,248	4,315*	0,017	-0,217*	0,999
13	58-98,5	60,131*	-3,073*	1,507*	60,612	-0,686	2,589	-0,005	-	-2,007*	-	-0,074*	-	0,989
14	58-99,0	72,261*	-4,071*	1,245*	-	-	-	-0,007	-	-0,488	-	-	-	0,964
15	58-99,4	76,479*	-2,998*	0,844*	-	-	-	-0,011	-	-0,715	-	-	-	0,884

Примечание: \* – статистически значимый показатель.

Таблица 4

Сравнение средних значений с помощью *t*-критерия Стьюдента

Параметр	Среднее – $W > 84,7\%$	Среднее – $W < 84,7\%$	<i>t</i>	<i>p</i>
<i>W</i>	69,326*	96,060*	-6,568*	0,0000
$Q_{п}$	4,603*	0,870*	2,681*	0,0189
$Q_{ж}$	15,916	27,144	-1,929	0,0758
$K_{песч}$	0,554	0,549	0,099	0,9222
$K_{п}$	84,335	80,684	1,206	0,2491
$K_{н}$	15,641*	13,451*	2,643*	0,0203
$K_{пр}$	189,083	68,036	0,952	0,3584
$H_{об}$	12,400	11,700	0,511	0,6177
<i>dP</i>	5,178	2,498	1,619	0,1294
$b_{пр}$	0,337	0,523	-0,804	0,4358
$\omega_{пр}$	74,477	77,517	-0,054	0,9574
$K_{пр,пр}$	7,287	7,299	-0,003	0,9977

Примечание: \* – статистически значимый показатель.

Для проведения оценки используемых в работе данных, были рассчитаны их статистические параметры, приведенные в табл. 1.

С целью оценки влияния изучаемых показателей на *W* скважин, были вычислены значения парных коэффициентов корреляции *r*, приведенные в табл. 2.

Всего вычислено 66 значений *r*, из которых 36 являются статистически значимыми. Отметим, что величина *W* имеет значимые корреляции с  $Q_{п}$ ,  $Q_{ж}$ ,  $K_{п}$ ,  $K_{пр}$ , *dP*. Коэффициенты корреляции с рассматриваемыми параметрами изменяются в диапазоне от -0,69 до 0,7. Так, наиболее высокое значение *r* исследуемый показатель *W* имеет с коэффициентами проницаемости и пористости, меньшую – с раскрытостью трещин внутри пласта. Между изучаемыми показателями, которые, по мнению автора данной статьи, влияют на значение *W*, имеются достаточно тесные связи ( $r = 0,101$ ). Наиболее высокие коэффициенты корреляции наблюдаются между коэффициентами пористости и нефтенасыщенности ( $r = 0,703$ ), между коэффициентом песчаности и нефтенасыщенной толщиной ( $r = 0,650$ ).

Для выявления совокупности тех показателей, которые дифференцированно влияют на величину *W* по всему диапазону значений, было выполнено ранжирование по

данной величине от минимального ( $W = 55,6\%$ ) до максимального ( $W = 99,4$  [32–36]). Данный ряд значений был использован для оценки влияния изучаемых параметров на величину *W* с помощью пошагового регрессионного анализа по следующей схеме: первое многомерное регрессионное уравнение строится при  $n = 3$ , второе при  $n = 4$  и так далее до  $n = 15$ . Таким образом построено 13 многомерных уравнений регрессии, которые приведены в табл. 3.

Анализ построенных многомерных моделей значений *W* показал, что наблюдаются две группы данных, которые комплексно влияют на величину *W* при разных ее значениях. Отметим, что на первом и втором шагах построения моделей, в диапазоне значений обводненности от 57,6 до 63 %, на величину *W* статистически влияет только показатель раскрытости трещин ( $b_{пр}$ ). Далее, при включении в модель скважин, обводненность которых изменялась от 70,5 до 84,7 %, происходят различные влияния показателей на *W*. При добавлении в модель скважин с обводненностью более 84,7 % наблюдается постоянное влияние на *W* таких показателей, как дебит жидкости ( $Q_{ж}$ ), нефти ( $Q_{п}$ ), коэффициент проницаемости ( $K_{пр}$ ) и депрессия (*dP*). Все это показывает, что формирование значений *W* в пределах двух выделенных групп, граница между которыми  $W = 84,7\%$ , происходит различно.

Таблица 5

Сравнение прогнозных и фактических показателей общей и дифференцированной модели

Фактическая $W$ , %	Модельная $W_M^0$ , %	Модельная $W_M^{1+2}$ , %
57,6	58,6	57,4
61,8	56,3	60,4
62,2	63,5	63,3
62,9	60,4	64,3
70,5	71,1	75,2
70,9	74,6	71,5
72,7	77,8	73,1
74,6	76,1	74,7
75,4	76,4	70,8
84,7	87,7	82,7
86,5	94,2	86,6
97,5	95,2	97,9
98,5	90,4	97,3
98,6	95,3	98,7
99,4	96,1	99,6

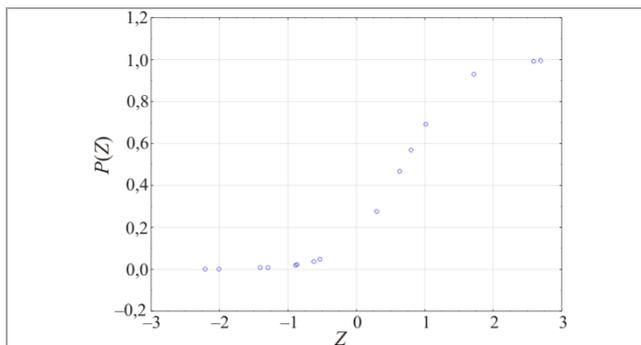


Рис. 2. Зависимость  $P(Z)$  от  $Z$

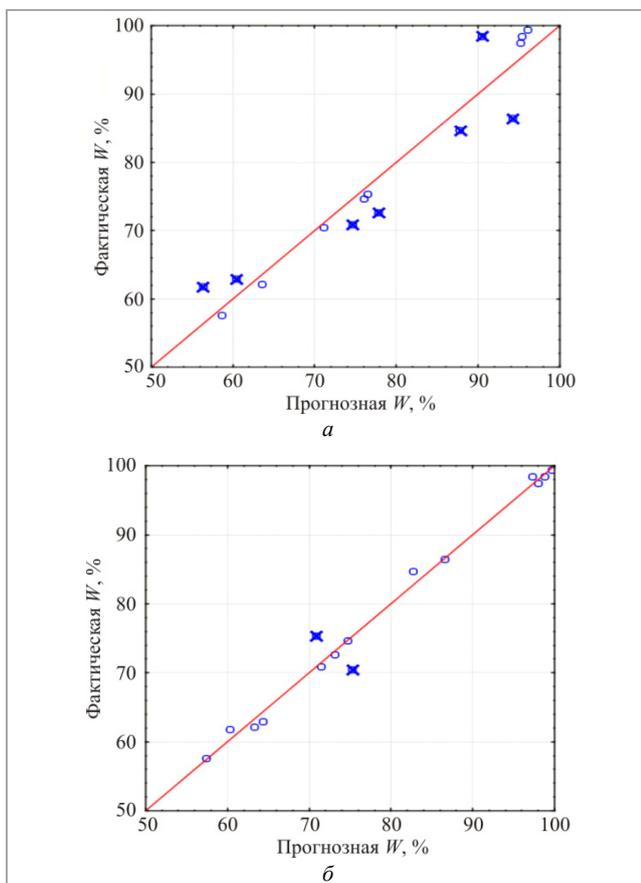


Рис. 3. Сравнение прогнозных и фактических показателей общей и дифференцированной модели: а – способ: общая модель; б – способ: дифференцированные модели

Для более полного статистического анализа сравним средние значения в группах скважин с  $W > 84,7\%$  и  $W < 84,7\%$  с помощью  $t$ -критерия Стьюдента (табл. 4), который вычисляется по следующей формуле

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

где  $M_1$  – средняя арифметическая первой группы;  $M_2$  – средняя арифметическая второй сравниваемой группы;  $m_1$  – стандартная ошибка первой группы;  $m_2$  – стандартная ошибка второй группы.

По результатам анализа видно, что большое отличие между двумя группами наблюдается в показателях коэффициента пористости и нефтенасыщенности. Это говорит о том, что на рассматриваемой залежи обводняются высокопористые и высоконасыщенные зоны. Также можно констатировать, что высокообводненные скважины работают на большей депрессии.

Для комплексной оценки влияния показателей на величину обводненности в пределах групп используем линейный дискриминантный анализ (ЛДА). Составляются матрицы центрированных сумм квадратов и смешанных произведений, вычисляется выборочная матрица. Далее для определения коэффициентов ЛДФ находится обратная выборочная ковариационная матрица. Затем вычисляется граничное значение дискриминантных функций ( $R_c$ ), которое делит выборку на два подмножества. Надежность классификации определяется с помощью критерия Пирсона  $\chi^2$ . Варианты применения в научных исследованиях статистических методов анализа для решения аналогичных задач приведены в работах [37–45]. В качестве классификатора здесь выступает значение  $W < 84,7\%$  (класс 1),  $W > 84,7\%$  (класс 2). Линейная дискриминантная функция имеет следующий вид:

$$Z = -0,582 K_n + 1,117 b_p - 0,177 dP + 0,048 Q_{ж} + 8,044,$$

при  $R = 0,79$ ,  $\chi^2 = 10,52$ ,  $p = 0,032$ .

Отсюда видно, что построенная линейная дискриминантная функция (ЛДФ) является статистически значимой. Верное распознавание составило 86 %. По данной функции были вычислены значения апостериорной вероятности  $P(Z)$ . Соотношение между  $Z$  и  $P(Z)$  приведено на рис. 2.

Видим, что при изменении  $Z$  от отрицательных значений к положительным величина  $P(Z)$  повышается от 0,00 до 0,99. Значение  $Z$  для первой группы изменяется от  $-2,04$  до  $0,98$ , среднее значение  $-0,71$ , для второй группы – от  $-0,15$  до  $2,48$ , среднее значение  $Z$  для группы  $1,43$ . На графике апостериорной вероятности анализ соотношений  $P(Z)$  от  $Z$  показывает, что с ростом значений  $Z$  апостериорные вероятности отнесения к классу высокообводненных скважин увеличивается. Все это позволяет понять, что формирование показателей  $W$  проходило различно, в зависимости от их значений.

Поэтому для прогнозирования влияния рассматриваемых параметров на показатель обводненности были построены три группы моделей прогноза  $W$ : общая модель, включающая в себя все 15 скважин, и дифференцированные, скважины в которой были поделены на две группы в зависимости от значений больше или меньше  $W = 84,7\%$ .

В случае использования всех данных было получено многомерное регрессионное уравнение:

$$W_M^0 = 1,65 Q_{ж} - 4,7 dP - 0,006 K_{np} - 0,19 \omega_{тр} + 142 K_{песч} + 5,44 K_n - 1,44 K_{г} + 40,92. \\ R^2 = 0,92.$$

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значение коэффициента  $R$ , описывающего силу статистической связи, изменялось следующим образом:  $0,325$ ;  $0,536$ ;  $0,623$ ;  $0,671$ ;  $0,828$ ;  $0,853$ ;  $0,922$ . Как видим из результатов, при использовании общей модели выделяются семь параметров, влияющих на показатель обводненности: наибольшее влияние оказывает дебит жидкости и доля трещин, также модель зависит от большого числа геологических параметров.

По данной формуле были вычислены значения  $W_M^0$  по всем скважинам и были сопоставлены с фактическими значениями  $W$  (табл. 5 и рис. 3, а).

Для построения дифференцированной модели скважины были разделены на две группы. Модель для скважины, где  $W < 84,7\%$ , имеет следующий вид:

$$W_M^1 \text{ (группа 1)} = 0,75 K_{np,тр} + 0,77 H_{эф} - 0,02 K_{np} + 2,51 K_{п} + 7,4 b_{тр} + 15,95. \quad R^2 = 0,91.$$

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значение коэффициента  $R$ , описывающего силу статистической связи, изменялось следующим образом: 0,508; 0,635; 0,698; 0,832; 0,912.

Для скважин, где обводненность более 84,7%, построенная модель имеет следующее выражение:

$$W_M^2 \text{ (группа 2)} = 2,77 dP + 0,54 K_{np,тр} + 0,12 Q_x + 81,82. \quad R^2 = 0,98.$$

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии, где значение коэффициента  $R$  изменялось следующим образом: 0,576; 0,937; 0,985. По данным формулам были вычислены значения  $W_M$  для первой и второй групп и сопоставлены с фактическими значениями  $W$ .

Отметим, что анализ построенных моделей показывает, что при использовании дифференцированной модели наибольшее влияние на показатель обводненности скважин с  $W < 84,7\%$  имеют пять показателей, для скважин с  $W > 84,7\%$  – три. При этом в обеих группах влияет показатель проницаемости трещин.

Проведем сравнение путем сопоставления прогнозных и фактических показателей общей и дифференцированной моделей. По полученным уравнениям были вычислены модельные значения  $W_M^0$  при использовании всех данных, значений  $W_M^{1+2}$  для дифференцированных моделей, которые

были сопоставлены с фактическим значением  $W$  (см. табл. 5), на основании чего были построены графики (см. рис. 3).

Как видно из сравнения, первый вариант построения модели имеет меньший коэффициент корреляции ( $r = 0,960$ ) и большое количество скважин (см. рис. 1), которые находятся за пределами границ доверительной вероятности. В то время как дифференцированные модели показали лучшую сходимость фактических и модельных значений ( $r = 0,991$ ). Значение  $W$  только двух скважин из прогнозной модели отклоняется от фактических данных (см. рис. 1). Сравнение двух вариантов (дифференцированных и общей модели) показывает, что в случае применения моделей для двух групп наблюдается гораздо лучшее соответствие прогнозных и фактических значений  $W$ .

### Заключение

В процессе исследования проведен анализ 15 скважин турнейского объекта одного из месторождений Пермского края с высокими значениями показателя обводненности. Определено, что большое влияние на процесс обводнения имеют геологические характеристики пласта и параметры трещин, однако степень влияния конкретных параметров, использовавшихся в исследовании, меняется с ростом обводненности.

Построенные модели показали, что при использовании всех данных коэффициент корреляции между фактическими и прогнозными значениями  $W$  общей модели составляет  $r = 0,960$ . Построение дифференцированных моделей с разделением их по значению  $W$  позволило увеличить коэффициент корреляции между фактическими и прогнозными данными до  $r = 0,991$ . Таким образом, по результатам выполненного исследования формирования значений обводненности от изучаемых показателей можно сделать вывод о том, что использование дифференцированных моделей позволяет более достоверно оценивать влияние различных показателей на обводненность скважинной продукции.

### Библиографический список

1. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фашиальной зональности турнефаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 9. – С. 112–114.
2. The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China / R. Shen, X. Lei, H.K. Guo, H.T. Zhou, Q. Zhang, H.B. Li // SOCAR Proceedings. – 2017. – № 3. – P. 32–38. DOI:10.5510/OGP20170300321
3. Челюев В.Н., Микляев М.И., Челюева Т.В. Модель обводнения залежи и продуктив скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах // Геология нефти и газа. – 2009. – № 3. – С. 37–64.
4. Дубинский Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академии наук Республики Башкортостан. – 2015. – № 21. – С. 70–75.
5. Prediction of oil-water relative permeability with a fractal method in ultra-high water cut stage / Cuo Guan, Wenrui Hu, Yiqiang Li, Ruicheng Ma, Zilin Ma // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2019. – Vol. 130. – P. 1045–1052. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.11.011
6. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.
7. Ахметов Р.Т., Андреев А.В., Мухаметшин В.Ш. Разделение карбонатных коллекторов по типу пустотного пространства // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сб. тр. междунар. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию филиала: в 2 т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 92–99.
8. A new approach to deformable fractured reservoir characterization: case study of the Ekofisk field / A.A. Shchipanov, L. Kollbotn, L.M. Murguechev, K.O. Thomas. – Barcelona, 2010. – P. 995–1010. DOI: 10.2118/130425-MS
9. Галкин В.И., Пономарева И.Н. Изучение фильтрационно-емкостных свойств трещиновато-поровых коллекторов турнейско-фаменских объектов месторождений Соликамской депрессии // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 11. – С. 88–91.
10. Мухаметшин Р.З., Калмыков А.В. Причины и следствие неоднородности продуктивных карбонатных толщ при проектировании и разработке залежей высоковязкой нефти // Булатовские чтения: материалы I Междунар. науч.-практ. конф.: в 5 т.: сб. ст. / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 168–174.
11. Фомкин, А.В. Проблемы и перспективы освоения нефтяных месторождений со сложнопостроенными карбонатными объектами и залежами фундамента // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 1. – С. 6–12.
12. Application of water injection curves for the dynamic analysis of fractured-vuggy carbonate reservoirs / Ping Yue, Zhiwei Xie, Haohan Liu [et al.] / Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 169. – P. 220–229. DOI:10.1016/j.petrol.2018.05.062
13. Повышение продуктивности скважин, эксплуатирующих карбонатные коллекторы / В.Е. Андреев, А.П. Чижов, А.В. Чибисов, Д.В. Иванов // Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. – Уфа, 2014. – С. 22–26.
14. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. Petrol. Eng. J. – 1963. – P. 245–255. DOI: 10.2118/426-PA
15. Xinmin Song, Yong Li. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East // Petroleum Exploration and Development. – 2018. – Vol. 45, iss. 4. – P. 723–734. DOI:10.1016/S1876-3804(18)30075-2
16. Pore-scale characterization of carbonates using X-ray microtomography / C.H. Ams [et al.] // Society of Petroleum Engineers Journal. – 2005. – Vol. 10, № 4. – P. 475–484. DOI: 10.2118/90368-PA
17. Выжигин Г.В., Ханин И.И. Распространение трещиноватых зон и влияние их на условия разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 2. – С. 18–23.
18. Быков В.Н., Звягин Г.А. Геологопромысловая характеристика трещинных систем // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1979. – № 3. – С. 17–21.
19. Экспериментально-аналитические исследования изменения трещинной проницаемости вследствие смыкания трещин / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин, Д.В. Шустов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 40–43.
20. Черепанов С.С. Комплексное использование ядра и методов обработки данных гидродинамических исследований при оценке параметров трещиноватости // Альманах мировой науки. Развитие 330 науки и образования в современном мире: по материалам международной научно-практической конференции. – М., 2016. – № 1–1 (4). – С. 59–64.
21. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена – Рута с использованием данных сейсмофашиального анализа (на примере турнефаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6–12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1
22. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черепанов С.С. Разработка методики оценки возможностей выделения типов коллекторов по данным кривых восстановления давления по геологопромысловым характеристикам пласта // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 32–40. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.4
23. Sparse regression by projection and sparse discriminant analysis / Xin Qi, R. Luo, R.J. Carroll, Hongyu Zhao // Journal of Computational and Graphical Statistics. – 2015. – Vol. 24 (2). – P. 416–438. DOI: 10.1080/10618600.2014.907094
24. Мартюшев Д.А., Леконцев А.В., Котоусов А.Г. Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. – 2015. – № 16. – С. 61–69. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.7
25. Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Исследование особенностей выработки запасов в трещино-поровых коллекторах с привлечением данных гидродинамических исследований скважин (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) // Инженернефтегаз. – 2016. – № 2. – С. 48–52.
26. Липинькова Я.С. Исследование особенностей заводнения залежей нефти в карбонатных коллекторах (на примере Гагаринского и Опалихинского месторождений) // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2019. – Т. 1. – С. 43–45.
27. Майков Д.Н., Борховин С.Ю. Исследование взаимодействия скважин методом гидропрослушивания // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 2. – С. 30–31.
28. Мартюшев Д.А. Оценка трещиноватости карбонатных коллекторов вероятностно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 51–53.
29. Scattering and intrinsic attenuation as a potential tool for studying of a fractured reservoir / F. Bouchaal, M.Y. Ali, J. Matsushima [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 174. – P. 533–543. DOI:10.1016/j.petrol.2018.11.058
30. Рамазанов Р.Г., Идиятуллина З.С. Опыт заводнения залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М.: ВНИИОЭНГ, 2009. – С. 67–80.
31. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 19. – С. 145–154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5

32. Xu P., Brock G., Parrish R. Modified linear discriminant analysis approaches for classification of highdimensional microarray data // *Computational Statistics and Data Analysis*, 2009, vol. 53, no. P. 1674-1687. DOI:10.1016/j.csda.2008.02.005

33. Fadeev A.P. Razrabotka metodiki otsenki vliyaniya zakachki vody v plast na dobychu nefi na primere tuneyiskikh otlozheniy Sosnovskogo gazoneftnogo mestorozhdeniya // *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2018, no. 2, pp. 157-177. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.6

34. Friedman J. Regularized discriminant analysis // *Journal of the American Statistical Association*, 1989, vol. 84, no. P. 165-175.

35. Novikov V.A. Metodika prognozirovaniya effektivnosti matrichnykh kislotykh obrabotok karbonatov // *Недропользование*, 2021, no. 21, no. 3, no. P. 137-143. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.6

36. Haiyan Zhu, Jiadong Shen, Fengshou Zhang. A fracture conductivity model for channel fracturing and its implementation with Discrete Element Method // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 172, no. P. 149-161. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.054

37. Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniya geologicheskogo stroeniya i razmesheniya mestorozhdeniy nefi i gaza. - Perm: Izd-vo Perm. nauch. issled. politekh. un-ta, 2014. - 285 s.

38. Чумаков Г.Н. Вероятностная оценка эффективности применения метода циклической закачки жидкости в пласт // *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2014, no. 13, no. P. 49-58. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.5

39. Wang Y., Liu Y., Deng Q. Development status and countermeasures of ultra-high water cut period of continental sandstone oil field in China // *J. Northeast Pet Univ.*, 2014, vol. 38 (1), no. P. 1-9.

40. Sosnin N.E. Razrabotka statisticheskikh modeley dlya prognoza neftegazoznositnosti (na primere terrigennykh devonkskh otlozheniy Severo-Tatarskogo svoda) // *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 5, no. P. 16-25.

41. Fisher R.A. The precision of discriminant functions // *Annals of Eugenics*, 1940, vol. 10, no. P. 422-429.

42. Kagan E.S., Morozova I.S. Izucheniye faktorov optimizatsii poznavatel'noy deyatelnosti studentov s pomoshchyu metodov klasternogo i diskriminantnogo analizov // *Sibirskaya psikhologiya segodnya*, - Кемерово: Кузбассвузиздат, 2002. - С. 36-41.

43. Черных И.А. Определение забойного давления с помощью многомерных статистических моделей (на примере пласта ТЛ-ББ Юрчукского месторождения) // *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2016, no. 21, no. P. 320-328. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.21.3

44. Анализ эффективности применения циклической закачки жидкости на месторождениях с различными геолого-технологическими условиями / Г.Н. Чумаков, В.И. Зотиков, И.Ю. Кольчев, С.В. Галкин // *Нефтегазовое хозяйство*, 2014, no. 9, no. P. 96-99.

45. Dat Thanh Tran, Moncef Gabbouj, Alexandros Iosifidis. Multilinear class-specific discriminant analysis // *Pattern Recognition Letters* - 2017, vol. 100, no. P. 131-136. DOI: 10.1016/j.patrec.2017.10.027

References

1. Putilov I.S., Galkin V.I. Primeneniye veroiatnostnogo statisticheskogo analiza dlya izucheniya fatsial'noy zonal'nosti tune-famenskogo karbonatnogo kompleksa Sibirskogo mestorozhdeniya [The results of statistical analysis for study fades characterization of T-Fm stage of Sibirskoe oilfield]. *Нефтегазовое хозяйство*, 2007, no. 9, no. P. 112-114.

2. Shen R., Lei X., Guo H.K., Zhou H.T., Zhang Q., Li H.B. The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China. *SOCAR Proceedings*, 2017, no. 3, pp. 32-38. DOI:10.5510/OGP201703000321

3. Chel'tsov V.N., Mikliaev M.I., Chel'tsova T.V. Model' obvodneniya zalezhei i produktssii skvazhin v karbonatnykh nizkopronitsaemykh kollektorakh [Model of reservoir watering and well production in carbonate low-permeability reservoirs]. *Geologiya nefi i gaza*, 2009, no. 3, pp. 37-64.

4. Dubinskii G.S. Geologicheskie osobennosti zalezhei s trudnoizvlekaemyimi zapasami uvelodnorodov i ikh vliyaniye na vybor tekhnologii osvoeniya zapasov [Geological features of deposits with hard-to-recover reserves of hydrocarbons and their influence on the choice of technology for the development of reserves]. *Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnykh resursov Akademii nauk Respubliki Bashkortostan*, 2015, no. 21, pp. 70-75.

5. Guan Cuo, Hu Wenrui, Li Yiqiang, Ma Ruicheng, Ma Zilin. Prediction of oil-water relative permeability with a fractal metod in ultra-high water cut stage. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2019, vol. 130, pp. 1045-1052. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.11.011

6. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionno-embkostnykh svoystv treshchinovatykh karbonatnykh kollektorov mestorozhdeniy Predural'skogo kraevogo probiya [Evaluation of filtration-capacitive properties of fractured carbonate reservoir of Predural'skoe edge deflection]. *Нефтегазовое хозяйство*, 2013, no. 3, pp. 62-65.

7. Akhmetov R.T., Andreev A.V., Mukhametshin V.Sh. Razdeleniye karbonatnykh kollektorov po tipu postuntnogo prostranstva [Separation of carbonate reservoirs by type of void space]. *Sovremennyye tekhnologii v neftegazovom dele - 2016. Sbornik trudov mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, posviashchennoy 60-letiyu filiala*. Ed. V.Sh. Mukhametshin. Ufa: Ufimskiy gosudarstvennyy nefteoi tekhnicheskii universitet, 2016, vol. 1, pp. 92-99.

8. Schiparov A.A., Kollbotn I., Murushev L.M., Thomas K.O. A new approach to deformable fractured reservoir characterization: case study of the Ekofisk field. *Barcelona*, 2010, pp. 995-1010. DOI: 10.2118/130425-MS

9. Galkin V.I., Ponomareva I.N. Izucheniye fil'tratsionno-embkostnykh svoystv treshchinovato-porovykh kollektorov tuneisko-famenskikh ob'ektov mestorozhdeniy Solikamskoi depressii. [Study of reservoir properties of fractured-porous Tournasian-Famennian productive formation within Solikamskaya depression]. *Нефтегазовое хозяйство*, 2016, no. 11, pp. 88-91.

10. Mukhametshin R.Z., Kalmaykov A.V. Prichiny i sledstvie neodnorodnosti produktivnykh karbonatnykh tolshch pri proektirovaniy i razrabotke zalezhei vysokovizkoizkofi nefi [Causes and consequences of heterogeneity of productive carbonate strata in the design and development of high-viscosity oil deposits]. *Bulatovskie chteniya. Materialy I Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Ed. Doktor tekhnicheskikh nauk, professor O.V. Savenok. Krasnodar: Izdatelskii Dom "JG", 2017, vol. 2: Razrabotka nefiannykh i gazovnykh mestorozhdeniy, pp. 168-174.

11. Fomkin, A.V. Problemy i perspektivy osvoeniya nefiannykh mestorozhdeniy so slozhnoostroennymi karbonatnymi ob'ektami i zalezhami fundamenta [Problems and prospects of oil fields development with complicatedly-composed carbonate objects and foundation deposits]. *Нефтегазовое хозяйство*, 2017, no. 1, pp. 6-12.

12. Yue Ping, Xie Zhiwei, Liu Haohan et al. Application of water injection curves for the dynamic analysis of fractured-vuggy carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 169, pp. 220-229. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.05.062

13. Andreev V.E., Chizhov A.P., Chibisov A.V., Ivanov D.V. Povysheniye produktivnosti skvazhin, ekspluatiruiushchikh karbonatnyye kolektory [Improving the productivity of wells operating in carbonate reservoirs]. *Innovatsionnyye tekhnologii v neftegazovom komplekse. Sbornik materialov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Ufa, 2014, pp. 22-26.

14. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs. *Soc. Petrol. Eng. J.*, 1963, pp. 245-255. DOI: 10.2118/426-PA

15. Xinmin Song, Yong Li. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45, iss. 4, pp. 723-734. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30075-2

16. Ays C.H. et al. Pore-scale characterization of carbonates using X-ray microtomography. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2005, vol. 10, no. 4, pp. 475-484. DOI: 10.2118/90368-PA

17. Vmzhin G.B., Khanin I.I. Rasprostraneniye treshchinovatykh zon i vliyaniye ikh na usloviya razrabotki nefiannykh zalezhei v karbonatnykh kollektorakh [Distribution of fractured zones and their influence on the conditions for the development of oil deposits in carbonate reservoirs]. *Нефтегазовое хозяйство*, 1973, no. 2, pp. 18-23.

18. Bykov V.N., Zviagin G.A. Geologopromyslovaia kharakteristika treshchinnykh sistem [Geological field characterization of fractured systems]. *Нефтегазовая геология i geotekhnika*, 1979, no. 3, pp. 17-21.

19. Kashnikov Iu.A., Ashikhmin S.G., Shustov D.V. Eksperimental'no-analiticheskie issledovaniya izmeneniya treshchinnoi pronitsaemosti vsledstvie smykaniiya treshchin [Experimental and analytical studies of fracture permeability changes due to crack closure]. *Нефтегазовое хозяйство*, 2013, no. 4, pp. 40-43.

20. Cherepanov S.S. Kompleksnoe ispol'zovanie kerna i metodov obrabotki dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniy pri otsenke parametrov treshchinovosti [Integrated use of core and methods for processing data from hydrodynamic studies in assessing fracture parameters]. *Aimnakh mirov'oi nauki. Razvitiye 330 nauki i obrazovaniya v sovremennom mire. Po materialam Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Moscow, 2016, no. 1, pp. 59-64.

21. Cherepanov S.S. Kompleksnoe izucheniye treshchinovosti karbonatnykh zalezhei metodom Lorenza - Buta s ispol'zovaniem dannykh seis'mofatsial'nogo analiza (na primere tune-famenskoi zalezhei Ozeronogo mestorozhdeniya) [Integrated research of carbonate reservoir fracturing by Warren-Root method using seismic facies analysis (evidence from Tournasian-Famennian deposit of Ozeronoe field)]. *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 14, pp. 6-12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1

22. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Cherepanov S.S. Razrabotka metodiki otsenki vozmozhnosti vydeleniya tipov kollektorov po dannykh krivykh vosstanovleniya davleniya po geologopromyslovym kharakteristikam plasta [Development of the methodology for evaluation of possibilities to determine reservoir types based on pressure build-up curves, geological and reservoir properties of the formation]. *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 17, pp. 32-40. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.4

23. Qi Xin, Luo R., Carroll R.J., Zhao Hongyu. Sparse regression by projection and sparse discriminant analysis. *Journal of Computational and Graphical Statistics*, 2015, vol. 24 (2), pp. 416-438. DOI: 10.1080/10618600.2014.907094

24. Martiushev D.A., Lekomtsev A.V., Kotousov A.G. Opredeleniye raskrytosti i szhimaemosti estestvennykh treshchin karbonatnoi zalezhei Logovskogo mestorozhdeniya [Determining openness and compressibility of natural fractures of carbonate reserves in the Logovskoe deposit]. *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2015, vol. 14, no. 16, pp. 61-69. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.7

25. Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Issledovaniye osobennostey vyrabotki zapasov v treshchinno-porovykh kollektorakh s privlecheniem dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin (na primere famenskoi zalezhei Ozeronogo mestorozhdeniya) [Investigation of the features of the development of reserves in fractured-porous reservoirs using the data of hydrodynamic studies of wells (on the example of the Famennian deposit of the Ozeronoe field)]. *Inzhenerneftnik*, 2016, no. 2, pp. 48-52.

26. Ligin'kova Ia.S. Issledovaniye osobennostey zavodneniya zalezhei nefi v karbonatnykh kollektorakh (na primere Gagarinskoy i Opalikhinskogo mestorozhdeniy) [Study of the features of waterflooding of oil deposits in carbonate reservoirs (on the example of the Gagarinskoye and Opalikhinskoye fields)]. *Problemy razrabotki mestorozhdeniy uvelodnorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2019, vol. 1, pp. 43-45.

27. Maikov D.N., Borkhovich S.Iu. Issledovaniye vzaimovliyaniya skvazhin metodom gidroproslishvaniya [Study of the mutual influence of wells by the method of interference testing]. *Neft. Gaz. Novosti*, 2019, no. 2, pp. 30-31.

28. Martiushev D.A. Otsenka treshchinovosti karbonatnykh kollektorov veroiatno-statisticheskimi metodami [Evaluation of fracture porosity of carbonate reservoir using probabilistic-statistical methods]. *Нефтегазовое хозяйство*, 2014, no. 4, pp. 51-53.

29. Bouchaala F., Ali M.Y., Matsushima J. et al. Scattering and intrinsic attenuation as a potential tool for studying of a fractured reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 533-543. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.058

30. Ramazanov R.G., Idratullina Z.S. Opyt zavodneniya zalezhei v karbonatnykh kollektorakh s trudnoizvlekaemyimi zapasami [Experience of waterflooding deposits in carbonate reservoirs with hard-to-recover reserves]. *Sbornik nauchnykh trudov TatNIPneft' OAO "Tatneft"*. Moscow: VNIIOENG, 2009, pp. 67-80.

31. Галкин В.И., Пonomareva И.Н., Пеллина В.А. [Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis]. *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2016, vol. 15, no. 19, pp. 145-154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5

32. Xu P., Brock G., Parrish R. Modified linear discriminant analysis approaches for classification of highdimensional microarray data. *Computational Statistics and Data Analysis*, 2009, vol. 53, no. P. 1674-1687. DOI:10.1016/j.csda.2008.02.005

33. Fadeev A.P. Razrabotka metodiki otsenki vliyaniya zakachki vody v plast na dobychu nefi na primere tuneyskikh otlozheniy Sosnovskogo gazoneftnogo mestorozhdeniya [A procedure for evaluation of the effect of water injection into a reservoir on oil production on example of Tournasian deposits of the Sosnovskoe gas-oil field]. *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2018, no. 2, pp. 157-177. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.6

34. Friedman J. Regularized discriminant analysis. *Journal of the American Statistical Association*, 1989, vol. 84, pp. 165-175.

35. Novikov V.A. Metodika prognozirovaniya effektivnosti matrichnykh kislotykh obrabotok karbonatov [Method for Forecasting the Efficiency of Matrix Acid Treatment of Carbonate]. *Недропользование*, 2021, vol. 21, no. 3, pp. 137-143. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.6

36. Haiyan Zhu, Jiadong Shen, Fengshou Zhang. A fracture conductivity model for channel fracturing and its implementation with Discrete Element Method. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 172, no. P. 149-161. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.054

37. Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniya geologicheskogo stroeniya i razmesheniya mestorozhdeniy nefi i gaza [Development of technologies for a comprehensive study of the geological structure and location of oil and gas fields]. Perm: Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2014. 285 p.

38. Чумаков Г.Н. Вероятностная оценка эффективности применения метода циклической закачки жидкости в пласт [Probabilistic estimate of effectiveness of the method of cyclic fluid injection]. *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2014, no. 13, pp. 49-58. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.5

39. Wang Y., Liu Y., Deng Q. Development status and countermeasures of ultra-high water cut period of continental sandstone oil field in China. *J. Northeast Pet Univ.*, 2014, vol. 38 (1), no. P. 1-9.

40. Sosnin N.E. Razrabotka statisticheskikh modeley dlya prognoza neftegazoznositnosti (na primere terrigennykh devonkskh otlozheniy Severo-Tatarskogo svoda) [Development of statistical models for predicting oil-and-gas content (on the example of terrigenous Devonian sediments of North Tatar arch)]. *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 5, pp. 16-25.

41. Fisher R.A. The precision of discriminant functions. *Annals of Eugenics*, 1940, vol. 10, no. P. 422-429.

42. Kagan E.S., Morozova I.S. Izucheniye faktorov optimizatsii poznavatel'noy deyatelnosti studentov s pomoshchyu metodov klasternogo i diskriminantnogo analizov [Studying the factors of optimizing the cognitive activity of students using the methods of cluster and discriminant analysis]. *Sibirskaya psikhologiya segodnya*. Кемерово: Кузбассвузиздат, 2002. - С. 36-41.

43. Черных И.А. Определение забойного давления с помощью многомерных статистических моделей (на примере пласта ТЛ-ББ Юрчукского месторождения) [Determination of bottomhole pressure by using multivariate statistical models (on example of formation ТЛ-ББ Юрчукское field)]. *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2016, vol. 15, no. 21, pp. 320-328. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.21.3

44. Чумаков Г.Н., Зотиков В.И., Кольчев И.Ю., Галкин В.А. Анализ эффективности применения циклической закачки жидкости на месторождениях с различными геолого-технологическими условиями [Analysis of the effectiveness of cyclic fluid injection application in various geological and technological conditions of oil fields development]. *Нефтегазовое хозяйство*, 2014, no. 9, pp. 96-99.

45. Dat Thanh Tran, Moncef Gabbouj, Alexandros Iosifidis. Multilinear class-specific discriminant analysis. *Pattern Recognition Letters*, 2017, vol. 100, no. P. 131-136. DOI: 10.1016/j.patrec.2017.10.027

Финансирование. Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-35-90033.  
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.