

УДК 622+553.982  
Статья / Article  
© ПНИПУ / PNRPU, 2022



## Разработка статистической модели прогноза наличия гидродинамической связи добывающих и нагнетательных скважин и оценка ее применимости

Я.С. Лигинькова

ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ННГФ» (Россия, 191002, г. Санкт-Петербург, Щербakov пер., 17/3)

## Development of a statistical model for predicting the presence of a hydrodynamic connection between production and injection wells and assessing its applicability

Yana S. Liginkova

GAZPROMNEFT-NNGGF LLC (17/3 Shcherbakov lane, St. Petersburg, 191002, Russian Federation)

Получена / Received: 07.02.2022. Принята / Accepted: 31.05.2022. Опубликовано / Published: 21.12.2022

### Ключевые слова:

карбонатный коллектор, сложнопостроенная залежь, геологические параметры, параметры разработки, вязкость, индикаторные исследования, трассерные исследования, высокопроницаемые каналы, фильтрационные потоки, заводнение, система ППД, распределение объемов закачки, трещиноватость, гидродинамические исследования скважин, линейный дискриминантный анализ.

### Keywords:

carbonate reservoir, complex reservoir, geological parameters, development parameters, viscosity, indicator studies, tracer studies, high-permeability channels, filtration flows, flooding, reservoir pressure maintenance system, distribution of injection volumes, fracturing, hydrodynamic studies of wells, linear discriminant analysis.

Рассматривается задача прогнозирования гидродинамической связи между добывающей и нагнетательной скважинной в очаге заводнения по геологическим характеристикам скважин по данным РИГИС и показателям разработки. Для создания модели прогноза гидродинамической связи проведен анализ результатов трассерных исследований Центрального поднятия турнейского объекта разработки в верхнедевонско-турнейских карбонатных отложениях. В трассерных исследованиях участвовали 5 нагнетательных скважин и 17 добывающих, отбор проб производился в течение 6 месяцев. Данные исследования послужили обучающей выборкой. Для оценки сообщаемости добывающих скважин и скважин с поддержанием пластового давления был предложен и рассчитан параметр  $dFP$ , характеризующий степень влияния нагнетательной скважины на добывающие в очаге. По рассчитанному показателю  $dFP$  пары скважины были разделены на два класса: «плохой гидродинамической связи» («ПС») и «хорошей гидродинамической связи» («ХС»). Анализ средних значений рассматриваемых характеристик пластов и показателей разработки в классах при помощи  $t$ -критерия Стьюдента по классам показал, что из 37 показателей в 7 различия оказались статистически значимыми. При использовании предложенной классификации по показателю  $dFP$  на классы «ХС» и «ПС» в 62 парах добывающих и нагнетательных скважин по обучающей выборке был проведен пошаговый линейный дискриминантный анализ (ПЛДА), позволяющий получить дискриминантную функцию  $Z$  для последующей классификации. Использование полученной дискриминантной функции и рассчитанного граничного значения  $Z_{границ}$  на обучающей выборке обеспечивает процент правильного отнесения скважин к группе «ХС» – 82,1 %, для группы «ПС» – 76,5 %. В общем доля правильного распределения в группах по обучающей выборке составила 79 %. Анализ полученных результатов на проверочной выборке по соседнему Западному поднятию в турнейских отложениях показал, что применение дискриминантной функции  $Z$  в целом обеспечивает 75 % правильной классификации для всех очагов, что подтверждает возможности применения этой модели для прогноза гидродинамической связи в очаге заводнения.

The problem of forecasting the hydrodynamic connection between the production and injection wells in the flooding area was considered according to the geological characteristics of wells according to hydrodynamic wells studies data and development indicators. To create a model for predicting hydrodynamic communication, an analysis of the results of tracer studies of the Central uplift of the Tournaisian development object in the Upper Devonian-Tournaisian carbonate deposits was carried out. The tracer studies involved 5 injection wells and 17 production wells, sampling was carried out for 6 months. These studies served as a training sample. To assess the connectivity of producing wells and wells with reservoir pressure maintenance, the  $dFP$  parameter was proposed and calculated, which characterizes the degree of influence of an injection well on producing wells in the source. According to the calculated indicator  $dFP$ , the well pairs were divided into two classes: "poor hydrodynamic connectivity" ("PC") and "good hydrodynamic connectivity" ("GC"). Analysis of the average values of the considered reservoir characteristics and development indicators in classes using Student's  $t$ -test by class showed that out of 37 indicators, 7 differences were statistically significant. When using the proposed classification in terms of  $dFP$  into classes "GC" and "PC", in 62 pairs of production and injection wells, a stepwise linear discriminant analysis (SLDA) was carried out in the training sample, which allowed obtaining the discriminant function  $Z$  for subsequent classification. The use of the obtained discriminant function and the calculated boundary value  $Z_{bound}$  on the training sample ensured the percentage of wells correctly assigned to the "GC" group - 82.1%, for the "PC" group - 76.5%. In general, the proportion of the correct distribution in the training sample groups was 79%. An analysis of the results obtained on a test sample for the adjacent West uplift in the Tournaisian deposits showed that the use of the discriminant function  $Z$  generally provided 75% of the correct classification for all sources, which confirmed the possibility of using this model to predict hydrodynamic communication in the flood source.

© Лигинькова Яна Сергеевна – главный специалист по гидродинамическому моделированию (e-mail: kamenskiy@gmail.com).

© Yana S. Liginkova – Chief specialist in hydrodynamic modeling (e-mail: kamenskiy@gmail.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Лигинькова Я.С. Разработка статистической модели прогноза наличия гидродинамической связи добывающих и нагнетательных скважин и оценка ее применимости // Недропользование. – 2022. – Т.22, №2. – С.58–64. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.2

Please cite this article in English as:

Liginkova Ya.S. Development of a statistical model for predicting the presence of a hydrodynamic connection between production and injection wells and assessing its applicability. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol.22, no.2, pp.58-64. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.2

## Введение

Знание распределения фильтрационных потоков в пределах объекта разработки является одним из немаловажных факторов рационального освоения запасов нефти. Распределение фильтрационных потоков между нагнетательными и добывающими скважинами позволяет оценивать направления наиболее быстрого прорыва воды к забоям добывающих скважин.

Наибольшую чувствительность к быстрому обводнению скважин имеют сложнопостроенные карбонатные коллекторы. Такой тип коллектора обладает наибольшей изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств по сравнению с терригенным коллектором за счет сложного строения пустотного пространства (поры, каверны, трещины). Зачастую, именно на объектах данного типа на ранних стадиях разработки при включении систем поддержания пластового давления (ППД) наблюдаются прорывы воды к добывающим скважинам [1–7]. Поэтому важно определить, какие именно параметры влияют на распределение потоков закачиваемой воды внутри пласта.

Распределение фильтрационных потоков в пласте можно оценить при помощи различных методов: гидропрослушивание, трассерные исследования, моделирование линий (трубок) тока в гидродинамической модели [8–13]. При этом только трассерные исследования связаны с массопереносом вещества.

Трассерные (индикаторные) исследования – метод изучения строения пласта путем добавления меченого вещества (трассера) в закачиваемую воду на нагнетательных скважинах и фиксации трассера в скважинной продукции добывающих скважин. Это прямой метод исследования межскважинного пространства, связанный с непосредственным массопереносом флюидов в пласте, позволяющий выявить его неоднородность и определить фильтрационную взаимосвязь внутри пласта [14–19].

Основная цель трассерных исследований – это определение гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами, а также степени их взаимодействия путем расчета различных параметров: скорости прихода индикатора, количества фильтрационных каналов и их проницаемость, доля воды, поступающей по фильтрационным каналам от общего объема добываемой воды и от объема закачки.

Для данного исследования выбираются очаги, в которых используются нагнетательные скважины, где будет производиться закачка индикатора, и добывающие скважины, в продукции которых будет осуществляться определение меченого вещества. Для разных нагнетательных скважин используются разные индикаторы, хорошо растворимые в воде, не растворимые в нефти, устойчивые при конкретных пластовых условиях [20–23].

Использование методов гидропрослушивания и трассерных исследований требует применения ряда ограничений при текущей эксплуатации залежи в течение времени исследования, таких как отсутствие геолого-технологических мероприятий или резких изменений режима работы добывающих и нагнетательных скважин, что редко возможно на практике и может приводить к существенным экономическим потерям.

Расчеты линии тока на гидродинамических моделях, хоть и позволяют определить взаимосвязь добывающих и нагнетательных скважин, но сильно зависимы от результатов адаптации гидродинамической модели и качества корреляции пластов в исходной геологической модели. Исходя из опыта моделирования, использование линий тока в гидродинамических модели не позволяет воспроизводить фактическую скорость распространения меченого вещества, которая наблюдается при фактических исследованиях скважин.

Поэтому разработка способов оценки взаимосвязи скважин, основанных на анализе промысловых данных текущей работы скважин, является актуальной задачей.

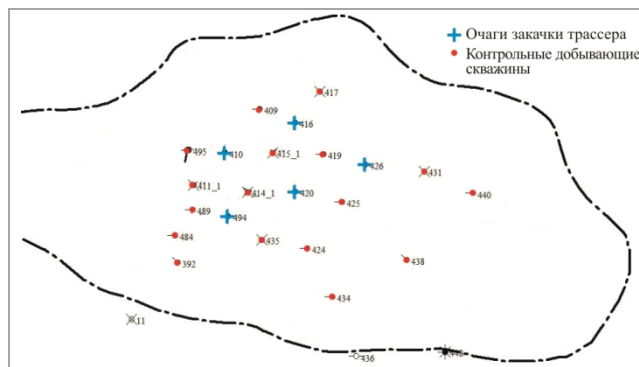


Рис. 1. Схема Центрального поднятия с очагами закачки трассера (обучающая выборка)

## Характеристика объекта исследования

Исследуемое нефтяное месторождение находится в юго-восточной части Пермского края. В работе рассматриваются верхнедевонско-турнейские карбонатные отложения (эксплуатационный объект Т) Центрального и Западного поднятий, являющиеся основными по объему геологических запасов. Исследуемый пласт имеет сложное строение: выделяются три продуктивные пласта (Т1-2, Т1-1, Т0), коллектор сложен известняками, неравномерно доломитизированными. Коллектор обладает выраженной трещиноватостью, что подтверждается индикаторными диаграммами, выпуклыми к оси дебитов, а также превышением значений проницаемости по результатам гидродинамических исследований (ГДИ) над данными керна и геофизических исследований (ГИС) [24–27]. По результатам исследований состава и физических свойств пластовой нефти выявлено, что нефть турнейского объекта битуминозная и высоковязкая.

С начала разработки объекта наблюдались высокие темпы обводнения скважин. После организации закачки в 1983 г. наблюдается прорыв воды в добываемой продукции и снижение добычи нефти. Через 8 лет среднегодовая обводненность превысила 45 %. Обводнение скважин на объекте носит неравномерный характер по мощности и простиранью коллектора. Такой процесс характерен при высоком соотношении вязкости нефти и воды, а также при прорыве воды по высокопроницаемым каналам внутри пласта. На наличие и возможность появления таких каналов могут указывать геологические параметры пласта и параметры разработки [28–34].

## Анализ проведенных трассерных исследований по обучающей выборке Центрального поднятия

На Центральном поднятии данный вид исследований был проведен в 2016 г. с целью изучения сложившейся системы фильтрационных потоков и определения источников обводнения добывающих скважин в центре залежи. В трассерных исследованиях участвовали 5 очагов, состоящих из нагнетательных скважин (№ 410, № 416, № 420, № 426 и № 494). Контроль меченых веществ происходил по данным 17 добывающих скважин в течение 6 месяцев.

По данным центрального поднятия была создана обучающая выборка, включающая показатель распределения фильтрационных потоков ( $FP$ ) по данным трассерных исследований, геологические характеристики скважин по данным РИГИС и показатели разработки по добывающим и нагнетательным скважинам.

Для добывающих и нагнетательных скважин были рассмотрены следующие геологические характеристики: коэффициенты пористости ( $K_{пор}$ ), проницаемости ( $K_{пр}$ ), нефтенасыщенности ( $K_n$ ), песчаности ( $K_{песч}$ ) и расчлененности ( $K_{расчл}$ ), эффективная нефтенасыщенная толщина пласта ( $H_{эф.н}$ ).

Показатели разработки включают данные по: дебитам ( $Q$ ) и накопленной добыче жидкости ( $Q_{ж.н}$ ) и нефти ( $Q_{н.н}$ ),

обводненности продукции скважин ( $W$ ), пластового ( $P_{пл}$ ) и забойного давлений ( $P_{заб}$ ) в период проведения трассерных исследований, а также параметры трещиноватости, рассчитанные по данным ГДИ, включающие долю трещиноватости ( $\omega_{тр}$ ), раскрытость трещин ( $b_{тр}$ ) и проницаемость трещин ( $K_{пр.тр}$ ) [35–39].

Для учета изменчивости параметров трещиноватости по простиранию пласта были рассчитаны разности показателей между нагнетательной скважиной и добывающими скважинами в очаге:

$$\begin{aligned} -D \omega_{тр} &= \omega_{тр \text{ нагн.скв.}} - \omega_{тр \text{ доб.скв.}}; \\ -D b_{тр} &= b_{тр \text{ нагн.скв.}} - b_{тр \text{ доб.скв.}}; \\ -D K_{пр.тр} &= K_{пр.тр \text{ нагн.скв.}} - K_{пр.тр \text{ доб.скв.}}. \end{aligned}$$

Для учета неоднородности геологических параметров между нагнетательной скважиной и добывающей были рассчитаны градиенты всех рассматриваемых геологических параметров:

$$\begin{aligned} \text{Grad} D K_{пор} &= (K_{пор \text{ нагн.скв.}} - K_{пор \text{ доб.скв.}}) / L; \\ \text{Grad} D K_{тр} &= (K_{тр \text{ нагн.скв.}} - K_{тр \text{ доб.скв.}}) / L; \\ \text{Grad} D K_n &= (K_n \text{ нагн.скв.} - K_n \text{ доб.скв.}) / L; \\ \text{Grad} D K_{песч} &= (K_{песч \text{ нагн.скв.}} - K_{песч \text{ доб.скв.}}) / L; \\ \text{Grad} D K_{расчл} &= (K_{расчл \text{ нагн.скв.}} - K_{расчл \text{ доб.скв.}}) / L; \\ \text{Grad} D H_{эф.н.} &= (H_{эф.н. \text{ нагн.скв.}} - H_{эф.н. \text{ доб.скв.}}) / L, \end{aligned}$$

где  $L$  – расстояние между скважинами.

Для оценки сообщаемости добывающих скважин и скважин ППД был рассчитан параметр  $dFP$ , характеризующий степень влияния нагнетательной скважины на добывающие в очаге, как разность между показателем распределения фильтрационных потоков в скважине (измеряемого в %) и средним значением этого показателя по очагу:

$$dFP = FP_i - \overline{FP},$$

где  $FP_i$  – показатель распределения фильтрационных потоков в  $i$ -й скважине,  $\overline{FP}$  – среднее арифметическое значение распределения фильтрационных потоков в очаге.

Если  $dFP < 0$ , то скважина имеет плохую взаимосвязь с нагнетательной скважиной в очаге, при  $dFP > 0$  отмечается высокое влияние нагнетательной скважины на добывающую скважину.

Целью работы является сопоставление результатов трассерных исследований (показателя  $dFP$ ) с геологическими и промысловыми характеристиками.

По рассчитанному показателю  $dFP$  пары скважины были разделены на два класса: если  $dFP < 0$ , добывающая скважина имеет плохую взаимосвязь с нагнетательной скважиной в очаге, и данная пара «добывающая – нагнетательная скважины» относится к классу «плохой гидродинамической связи» («ПС»); при  $dFP > 0$  отмечается высокое влияние нагнетательной скважины на

добывающую скважину, и данная пара скважин относится к классу «хорошей гидродинамической связи» («ХС»). Однако в случае высокого процента показателя распределения фильтрационных потоков по одной скважине в очаге классы корректировались.

При помощи  $t$ -критерия Стьюдента [40, 41] было проведено сравнение средних значений для добывающих скважин и для пар добывающих – нагнетательных скважин по рассматриваемым показателям.

Всего рассмотрено 37 показателей, из которых 7 оказались статистически значимыми (табл. 1).

Анализ рассматриваемых показателей показывает, что из 7 статистически значимых различий 4 параметра относятся к показателям разработки (или 57 %) и 3 параметра к геологическим свойствам пласта (или 43 %). Все значения  $t$ -критерия Стьюдента высокие и обладают достигаемым уровнем значимости  $p < 0,05$ . Для группы показателей разработки характерно превышение рассматриваемых показателей для класса «ХС» над «ПС». Для параметров пласта (характеристики коллекторов) только для  $\text{Grad} D K_{расчл}$  наблюдается превышение среднего значения в классе «ХС». Следует отметить, что из 3 рассматриваемых характеристик параметров пласта, параметр  $D \omega_{тр}$  – является динамической величиной, так как доля трещиноватости (емкость трещин) зависит от пластового давления.

**Разработка модели прогноза гидродинамической связанности пар добывающих и нагнетательных скважин по обучающей выборке на Центральном поднятии**

С использованием предложенной классификации по показателю  $dFP$  на классы «ХС» и «ПС» в 62 парах добывающих и нагнетательных скважин по обучающей выборке был проведен пошаговый линейный дискриминантный анализ (ПЛДА), позволяющий получить дискриминантную функцию и определить наиболее значимые характеристики скважин для качественной классификации [42–45].

Итоги дискриминантного анализа представлены в табл. 2.

По итогам ПЛДА была получена дискриминантная функция  $Z$ :

$$Z = -0,58870 + 0,03517 W - 0,38588 P_{заб} + 0,00007052 Q_{н.н.} - 1,38733 D \omega_{тр} + 96,27906 \text{Grad} K_{пор}.$$

$$\begin{aligned} \text{Лямбда Уилкса} &= 0,647, \chi^2 = 25,035, \\ p &= 0,000137, R = 0,60 \end{aligned}$$

Гистограмма распределения канонических значений дискриминантной функции  $Z$  представлена на рис. 2.

Таблица 1

Сравнение средних значений по  $t$ -критерию Стьюдента в классах «ХС» и «ПС»

Параметр	Группа параметров	Среднее – «ХС»	Среднее – «ПС»	$t$ -знач.	$p$
$W, \%$		76,46	65,32	2,368	0,021
$Q_{ж}, \text{м}^3/\text{сут}$	Показатели разработки	21,71	15,21	3,511	0,0009
$Q_{н.н.}, \text{т}$		39607,50	34534,40	2,189	0,032
$Q_{ж.н.}, \text{м}^3$		92941,14	70851,99	3,125	0,003
$K_{расчл}, \text{доли ед.}$		8,96	10,29	-2,082	0,042
$D \omega_{тр}, \text{доли ед.}$	Параметры пласта	-0,13	0,18	-2,265	0,027
$\text{Grad} D K_{расчл}, \text{пропласт.}/\text{м}$		-0,000496	-0,002834	2,014	0,049

Таблица 2

Итоги анализа дискриминантной функции

Параметр	Уилкса – лямбда	Частная – лямбда	$F$ -исключ (1,56)	$p$ -уров.	Толер.	1-Толер. ( $R$ )
$W, \%$	0,703241	0,920054	4,86602	0,031511	0,538430	0,461570
$P_{заб}, \text{МПа}$	0,807916	0,800851	13,92566	0,000446	0,445047	0,554953
$Q_{н.н.}, \text{т}$	0,727507	0,889366	6,96623	0,010739	0,764354	0,235646
$D \omega_{тр}, \text{доли ед.}$	0,747610	0,865451	8,70614	0,004623	0,698895	0,301105
$\text{Grad} D K_{пор}, \text{доли ед.}/\text{м}$	0,693455	0,933038	4,01898	0,049835	0,741816	0,258184



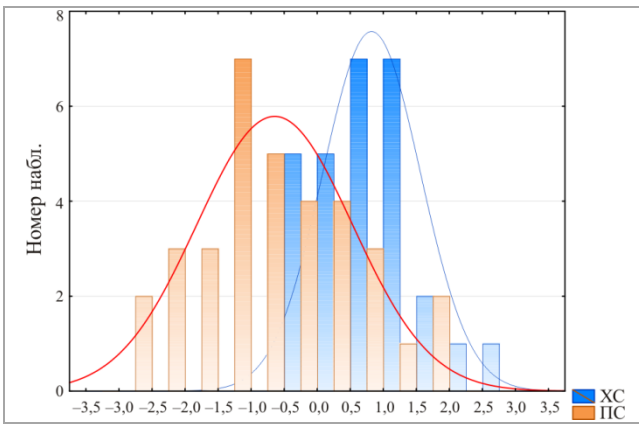


Рис. 2. Гистограмма корней дискриминантной функции по классам по обучающей выборке Центральной части исследуемого месторождения

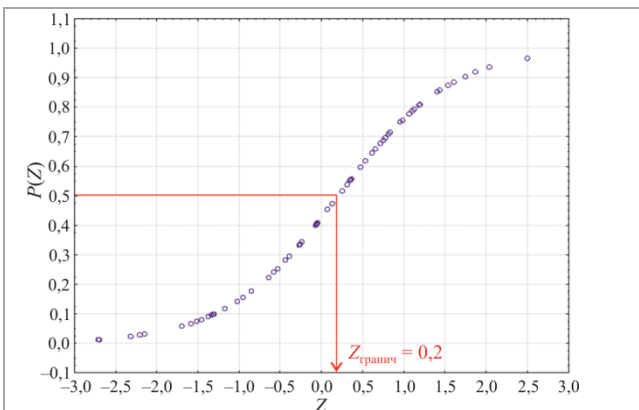


Рис. 3. Зависимость  $P(Z)$  от  $Z$  по обучающей выборке на Центральной части исследуемого месторождения

Таблица 3

Результаты классификации для обучающей выборки Центрального поднятия

Класс	Доля правильной классификации скважин, %	XC	ПС
XC	82,1	23	5
ПС	76,5	8	26
Всего	79,0	31	31

Примечание: по горизонтали наблюдаемые классы, по вертикали предсказанные классы.

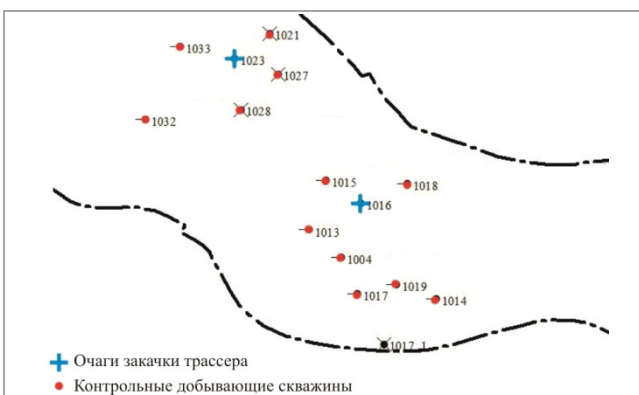


Рис. 4. Схема Западного поднятия с очагами закачки трассера (проверочная выборка)

По графику видно, что скважины категории «XC» находятся преимущественно в зоне положительных значений параметра  $Z$  в диапазоне от  $-0,44$  до  $2,5$ . Диапазон значений  $Z$  для категории «ПС» изменяется от

$-2,7$  до  $1,6$ , однако больше 70 % наблюдений находится в зоне отрицательных значений. На гистограмме определяется достаточно большая область перекрытия классов «XC» и «ПС» при значениях  $Z$  от  $-0,44$  до  $1,6$ , где наблюдается незначительное превышение количества определений «XC» над «ПС».

Анализ значений  $Z$  показывает, что наибольшее влияние на распределение закачиваемой воды внутри пласта имеют показатели обводненности ( $W$ ), забойного давления добывающей скважины ( $P_{заб}$ ), накопленной добычи нефти ( $Q_{н.н}$ ), разности параметра доли трещиноватости между нагнетательной и добывающей скважиной ( $D_{о.тр}$ ), а также градиент коэффициента пористости ( $Grad K_{пор}$ ).

Анализ функции  $Z$  показывает, что  $Z > 0$  для пары с хорошей гидродинамической связью, которые обладают высокими значениям обводненности  $W$  в добывающих скважинах (положительное значение коэффициента при  $W$ ). Это связано с наличием промытых высокопроницаемых обводненных каналов и установившихся фильтрационных потоков. Отрицательный коэффициент при  $P_{заб}$  объясняется тем, что понижение забойного давления способствует притоку жидкости в скважину за счет увеличения депрессии. Положительный коэффициент при показателе накопленной добычи нефти  $Q_{н.н}$  указывает на необходимость долговременной эксплуатации и формирования промытых зон. Параметр  $D_{о.тр}$  имеет отрицательный угловой коэффициент, что объясняется положительным влиянием низкой трещиноватости в скважине ППД и высокой в добывающей, так как низкая трещиноватость в нагнетательной скважине способствует равномерному распространению фронта вытеснения во всех направлениях, а высокая трещиноватость добывающей скважины способствует получению части фильтрационных потоков из более удаленных от скважины зон. Положительное значение коэффициента у  $Grad K_{пор}$  объясняется высоким значением пористости в нагнетательной скважине, что способствует большей поровой емкости пласта и накоплению упругой энергии в районе скважины и малому расстоянию между добывающей и нагнетательной скважинами. Высокие значения  $Grad K_{пор}$  характерны для скважин на небольшом удалении друг от друга.

Для определения граничного значения  $Z_{гранич}$  позволяющего отделить класс «ПС» от «XC» по дискриминантной функции, воспользуемся зависимостью апостериорной вероятности отнесения к группе «XC» –  $P(Z)$  от значений  $Z$  (рис. 3).

По графику видно, что граничное значение  $Z_{гранич}$  для определения скважины в категорию с хорошей взаимосвязью равно  $0,2$ . Скважины с значением  $Z$  меньше  $0,2$  будут отнесены в категорию «ПС».

Процент верной классификации добывающих скважин по обучающей выборке центрального поднятия представлен в табл. 3.

Использование полученной дискриминантной функции обеспечивает процент правильного отнесения скважин к группе «XC» – 82,1 %, для группы «ПС» – 76,5%. В общем, доля правильного распределения в группах составила 79 %.

Таким образом, в результате проведенного анализа по обучающей выборке Центрального поднятия были определены параметры, оказывающие наибольшее влияние на процент распределения закачиваемой воды по очагу, а полученная дискриминантная функция и граничное значение  $Z_{гранич}$  позволяют прогнозировать класс гидродинамической связи (степени взаимовлияния) для пар добывающих и нагнетательных скважин в очаге.

**Проверка полученной модели прогноза гидродинамической связанности пар добывающих и нагнетательных скважин на Западном поднятии**

Для проверки полученной модели, основанной на дискриминантной функции  $Z$  по обучающей выборке, были использованы данные трассерных исследований Западного поднятия исследуемого месторождения.

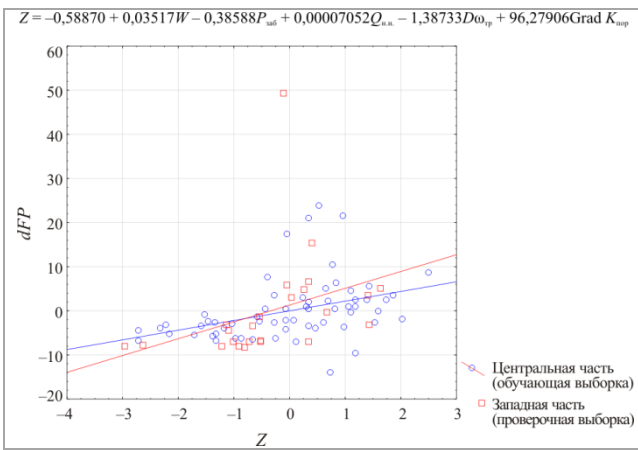


Рис. 5. Корреляционные поля между  $Z$  и  $dFP$  по Центральному и Западному поднятия исследуемого месторождения

Таблица 4

Результаты классификации для проверочной выборки Западного поднятия

Проверочная выборка	Доля правильной классификации скважин, %	«ХС»	«ПС»
ХС	62,5	5	3
ПС	81,3	3	13
Всего	75,0	8	16

Примечание: по горизонтали наблюдаемые классы; по вертикали предсказанные классы.

Трассерные исследования на этом объекте были проведены в октябре 2016 г. и включали в себя очаги двух нагнетательных скважин (№1016 и №1023) и 12 добывающих скважин в них, которые стали проверочной выборкой (рис. 4). Эти данные не использовались при проведении ПЛДА на предыдущем этапе получения функции  $Z$ .

Для скважин проверочной выборки были использованы и рассчитаны необходимые характеристики для применения модели прогноза класса взаимосвязи «ХС» и «ПС»:  $W, P_{\text{заб.}}, Q_{\text{н.н.}}, D_{\text{об.тр.}}, Grad K_{\text{пор}}$ .

Применение полученной модели прогноза  $Z$  для соседнего западного поднятия допустимо, так как оба объекта исследования являются единой залежью, объединенной одним контуром нефтеносности, с близкими геологическими параметрами, свойствами флюида и единым подходом к разработке.

По ранее полученной дискриминантной функции  $Z$ , построенной на обучающей выборке Центральной части, был рассчитан показатель  $Z^*$  по проверочной выборке и, используя граничное значение  $Z = 0,2$ , определен класс для пары скважин в очаге.

Используя результаты трассерных исследований Западного поднятия, был рассчитан критерий  $dFP$ , по которому была произведена фактическая классификация скважин. Затем производилось сопоставление прогнозных и фактических оценок гидродинамической связи.

**Библиографический список**

1. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фациальной зональности турнефаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 9. – С. 112–114.
2. Митрофанов В.П. Об исследовании фильтрационно-емкостных свойств микротрещиноватых карбонатных пород // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 5-6. – С. 23–36.
3. Митрофанов В.П., Злобин А.А., Бейман В.Б. О кавернозности карбонатных продуктивных отложений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2000. – № 10. – С. 37–43.
4. 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.
5. Yang Li. Fluid flow law in fracture-vug carbonate reservoir. Development Theories and Methods of Fracture-Vug Carbonate Reservoirs. – 2017. – P. 283–351. DOI: 10.1016/B978-0-12-813246-3.00004-7
6. Гладков Е.А. Особенности разработки трещиновато-кавернозных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность. – 2011. – № 8. – С. 36–38.
7. A new approach to deformable fractured reservoir characterization: case study of the Ekofisk field // A.A. Shchipanov, L. Kollbotn, L.M. Murguchev, K.O. Thomas. – Barcelona, 2010. – С. 995–1010.
8. Майков Д.Н., Борхович С.Ю. Исследование взаимовлияния скважин методом гидропрослушивания // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 2. – С. 30–31.
9. Базылев А.П. Гидропрослушивание и трассирование фильтрационных потоков в комплексе гидродинамических исследований неоднородных коллекторов // Каротажник. – 2010. – № 4 (193). – С. 64–72.

На рис. 5 представлено корреляционное поле между  $Z$  и  $dFP$ .

Отсюда видно, что при общем невысоком значении  $r$  имеется положительная зависимость между фактической характеристикой взаимосвязи добывающих и нагнетательных скважин  $dFP$  и расчетной характеристикой  $Z$ , основанной на характеристиках и параметрах работы скважин. Корреляционные поля обучающей выборки (центрального поднятия) и проверочной выборки (Западного поднятия) достаточно хорошо совпадают. Имеется единичный выброс в проверочной выборке со значением  $dFP = 49,16$ . Высокое значение  $dFP$  связано с аномально высоким процентом распределения фильтрационного потока в скважину №1018.

В целом отмечается малый разброс значений при  $Z < 0$ , что говорит о лучшей сходимости значений для категории скважин с плохой гидродинамической связью.

Процент правильно распознаваемых категорий «ХС» и «ПС» по проверочной выборке Западного поднятия представлен в табл. 4.

Для очага заводнения скважины № 1023 Западного поднятия доля правильного отнесения в группу «ХС» составила 66,7 % (2 из 3 скважин), в группу «ПС» – 88,9 % (8 из 9 скважин). Для очага заводнения скважины № 1016 правильно были выделены классы в 3 скважинах из 5 в группе «ХС», что составило 60 %, и 5 из 7 в группе «ПС» (71,4 %).

В целом правильная классификация для всех очагов соответствовали 75 %.

**Заключение**

Для оценки степени влияния нагнетательной скважины на добывающую в очаге заводнения был предложен и рассчитан параметр  $dFP$ , который характеризует гидродинамическую связанность по результатам трассерных исследований.

Было определено, что для обучающей выборки Центрального поднятия наибольшие влияние на распределение фильтрационных потоков имеют показатели: обводненности, забойных давлений в добывающих скважинах, накопленной добычи нефти, градиента пористости и доли трещиноватости в районе скважин.

При помощи ПЛДА была получена модель прогноза классов «ХС» и «ПС», основанная на дискриминантной функции  $Z$ , и определено критическое значение  $Z$ , позволяющее определять класс взаимосвязи скважин.

Верификация модели на проверочной выборке Западного поднятия показала хорошую прогностическую способность полученной модели прогноза взаимосвязи скважин. Таким образом, применяемый подход может быть применен для прогноза распределения фильтрационных потоков в залежи.

Полученный результат не дает точной численной оценки значения распределения фильтрационных потоков внутри пласта, а в большей степени позволяет получать качественную характеристику гидродинамической связанности между скважинами в очаге и делает возможным использование ее в качестве тренда в гидродинамическом моделировании.

10. Абрамов Т.А., Исламов Д.Э., Карнауков М.Л. Определение непроницаемых барьеров по результатам гидропрослушивания // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 12. – С. 36–41.
11. Лесной А.Н., Пьянкова Е.М. Исследование скважин гидропрослушиванием при решении задач разработки нефтяных и газовых месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – С. 67–69.
12. Метт Д.А., Аубакиров А.Р. Изучение движения сигнала от возмущающей скважины к наблюдательной // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2017. – № 1 (54). – С. 26–29.
13. Костюченко С.В., Зимин С.В. Количественный анализ эффективности систем заводнения на основе моделей линий тока // Нефтяное хозяйство. – № 1. – 2005. – С. 56–60.
14. Brigham W.E., Maghsood Abbaszadeh-Dehghani. Tracer Testing for Reservoir Description // Journal of Petroleum Technology. – 1987. – Vol. 39, № 5. – P. 519–527.
15. Вишнякова А.В., Ивонтьева К.Н., Кабо В.Я. Результаты трассерных исследований межскважинного пространства // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 11. – С. 31–37.
16. Хребетова Е.А. Трассерные исследования скважин // Наука, образование, инновации: актуальные вопросы и современные аспекты. – 2021. – С. 56–58.
17. Грачев С.И., Кривоша Н.Р., Сорокин А.В. Применение индикаторных (трассерных) исследований на многопластовых месторождениях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 5. – С. 13–15.
18. Применимость результатов трассерных исследований для моделирования процессов разработки нефтяных месторождений / Н.П. Ефимова, А.К. Пономарев, Ю.М. Штейнберг, Д.В. Солопов // Труды научно-исследовательского института системных исследований российской академии наук. – 2018. – № 6. – С. 41–51.
19. Abbaszadeh-Dehghani M., Brigham W.E. Analysis of well-to-well tracer flow to determine reservoir layering // JPT. – 1984. – № 10. – P. 1753–1762.
20. Ковнев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода // Современные наукоемкие технологии. – 2014. – № 7. – С. 23–26.
21. Кузьмина О.К., Грибова Е.Д., Мухина И.В. Разработка способа определения группы индикаторов в пластовых водах для проведения геофизических исследований // Вестник международного университета природы, общества и человека «Дубна». Серия: Естественные и инженерные науки. – 2016. – № 4. – С. 17–23.
22. Molecular tracers for filling pathways in oil reservoir / Ronghui Fang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 159. – P. 451–460.
23. Макаров С.С., Юсупова Л.Ф. Индикаторный метод, как способ изучения нефтяных пластов // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 195–198.
24. Pirson S. How to map fracture development from well logs // World Oil. – 1967. – March. – P. 106–114.
25. Орехов А.Н., Аmani М.М. Возможности геофизических методов для прогнозирования трещиноватости коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 6. – С. 198–209.
26. Aguilera R. Analysis of naturally fractured reservoirs from conventional well logs // Journal of Petroleum Technology. – 1976. – Vol. 28, № 7. – P. 764–775.
27. Aguilera R., Van Poolen K. How to evaluate naturally fractured reservoirs from various well logs // Oil and Gas Journal. – 1979. – Jan. – P. 56–57.
28. Мартюшев Д.А., Галкин В.И., Пономарева И.Н. Изучение закономерностей распределения фильтрационных свойств в пределах сложнопостроенных карбонатных резервуаров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 11. – С. 117–126.
29. Шевелев М.Б. О необходимости модификации системы заводнения в процессе разработки месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 40–45.
30. Controlling factors of remaining oil distribution after waterflooding and enhanced oil recovery methods for fracture-cavity carbonate reservoirs in Tahe Oilfield / Zheng Songqing, Yang Min, Kang Zhijiang [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2019. – № 46(4). – P. 786–795.
31. 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) // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 2. – С. 48–52.
32. 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.
33. Вороненко Е.С., Мугатабарова А.А. Анализ данных показателей вытеснения нефти водой карбонатных пород с различными фильтрационными свойствами // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 61–64.
34. Fluid flow simulation and permeability computation in deformed porous carbonate grainstones / M. Zambrano, E. Tondi, L. Mancini, G. Lanzafame, F.X. Trias, F. Arzilli, M. Materazzi, S. Torrieri // Advances in Water Resources. – 2018. – Vol. 115. – P. 95–111. DOI: 10.1016/j.advwatres.2018.02.016
35. Лигинькова 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.
36. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена-Рута с использованием данных сейсмофацциального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1
37. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. Petrol. Eng. J. – 1963. – P. 245–255.
38. Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В., Котоусов А.Г. Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 61–69. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.7
39. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 94–96.
40. Щербенев А.В. Использование вероятностно-статистических методов для деления пород на проницаемую и непроницаемую части (на примере терригенных отложений визейского яруса Софийского месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 1. – С. 14–22. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.2
41. 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
42. 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.
43. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтензвлечения 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.
44. Dat Thanh Tran, Moncef Gabbouj, Alexandros Iosifidis. Multilinear class-specific discriminant analysis // Pattern Recognition Letters. – 2017. – Vol. 100. – P. 131–136. DOI: 10.1016/j.patrec.2017.10.027
45. Xu P., Brock G., Parrish R. Modified linear discriminant analysis approaches for classification of highdimensional microarray data // Computational Statistics and Data Analysis. – 2009. – 53. – P. 1674–1687.

## References

1. Putilov I.S., Galkin V.I. Primenenie veroiatnostnogo statisticheskogo analiza dlia izuchenii fatsial'noi zonal'nosti turnefamenskogo karbonatnogo kompleksa Sibirskogo mestorozhdeniia [The results of statistical analysis for study fades characterization of T-Fm stage of Sibirskoe oilfield]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2007, no. 9, pp. 112–114.
2. Mitrofanov V.P. Ob issledovanii fil'tratsionno-ernkostnykh svoystv mikrotreshchinovatykh karbonatnykh porod [On the study of reservoir properties of microfractured carbonate rocks]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2005, no. 5-6, pp. 23–36.
3. Mitrofanov V.P., Zlobin A.A., Beizman V.B. O kavernoznosti karbonatnykh produktivnykh otlozhenii [About vugginess of carbonate productive deposits]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2000, no. 10, pp. 37–43.
4. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionnoernkostnykh svoystv treshchinovatykh karbonatnykh kolektorov mestorozhdenii Predural'skogo kraevogo progiba [Evaluation of filtration-capacitive properties of fractured carbonate reservoir of Predural'skogo edge deflection]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 62–65.
5. Yang Li. Fluid flow law in fracture-vug carbonate reservoir. Development Theories and Methods of Fracture-Vug Carbonate Reservoirs, 2017, pp. 283–351. DOI: 10.1016/B978-0-12-813246-3.00004-7
6. Gladkov E.A. Osobennosti razrabotki treshchinovato-kavernoznykh kolektorov Vostochnoi Sibiri [Features of the development of fractured-cavernous reservoirs in Eastern Siberia]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2011, no. 8, pp. 36–38.
7. Shchipanov A.A., Kollbotn L., Murguchev 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
8. Maikov D.N., Borkhovich S.Iu. Issledovanie vzaimovlianiia skvazhin metodom gidroproslushivaniia [Study of well interference by well pulse testing method]. *Neft' Gaz. Novosti*, 2019, no. 2, pp. 30–31.
9. Bazylev A.P. Gidroproslushivanie i trassirovanie fil'tratsionnykh potokov v komplekse gidrodinamicheskikh issledovani neodorodnykh kolektorov [Interference check and filtration flow tracing in the complex of hydrodynamic studies of heterogeneous reservoirs]. *Karotazhnik*, 2010, no. 4 (193), pp. 64–72.
10. Abramov T.A., Islamov D.E., Karnaukhov M.L. Opredelenie nepronitsaemykh bar'erov po rezul'tatam gidroproslushivaniia [Determination of impermeable barriers based on the results of interference test]. *Neftepromyslovoe delo*, 2013, no. 12, pp. 36–41.
11. Lesnoi A.N., P'iankova E.M. Issledovanie skvazhin gidroproslushivaniem pri reshenii zadach razrabotki nef'tianykh i gazovykh mestorozhdenii [Investigation of wells by interference testing in solving the problems of developing oil and gas fields]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 1, pp. 67–69.
12. Mett D.A., Aubakirov A.R. Izuchenie dvizheniia signala ot vozvuzhshchaishehei skvazhiny k nabliudatel'noi [The study of signal changes dynamics from disturbing well to observation well]. *Ekspozitsiia. Neft'. Gaz*, 2017, no. 1 (54), pp. 26–29.
13. Kostiuchenko C.V., Zimin S.V. Kolichestvennyi analiz effektivnosti sistem zavodneniia na osnove modelei linii toka [Quantitative analysis of the efficiency of waterflooding systems based on streamline models]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2005, no. 1, pp. 56–60.
14. Brigham W.E., Maghsood Abbaszadeh-Dehghani. Tracer Testing for Reservoir Description. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, vol. 39, no. 5, pp. 519–527. DOI: 10.2118/14102-PA



15. Vishniakova A.V., Ivont'eva K.N., Kabo V.Ia. Rezul'taty trassernykh issledovaniy mezhskvazhinnogo prostranstva [Results of tracer studies of interwell space]. *Neftpromyslovoe delo*, 2009, no. 11, pp. 31-37.
16. Khrebetova E.A. Trassernye issledovaniya skvazhin [Tracer studies of wells]. *Nauka, obrazovanie, innovatsii: aktualnye voprosy i sovremennye aspekty*, 2021, pp. 56-58.
17. Grachev S.I., Krivova N.R., Sorokin A.V. Primenenie indikatornykh (trassernykh) issledovaniy na mnogoplastovykh mestorozhdeniyakh [Application of indicator (tracer) studies in multilayer fields]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2008, no. 5, pp. 13-15.
18. Efimova N.P., Ponomarev A.K., Shteinberg Iu.M., Solopov D.V. Primenimost' rezul'tatov trassernykh issledovaniy dlia modelirovaniya protsessov razrabotki neftiannykh mestorozhdeniy [Trasser survey results applicability for oil field development simulation]. *Trudy nauchno-issledovatel'skogo instituta sistemnykh issledovaniy rossiiiskoi akademii nauk*, 2018, no. 6, pp. 41-51. DOI: 10.25682/NIISI.2018.6.0006
19. Abbaszadeh-Dehghani M., Brigham W.E. Analysis of well-to-well tracer flow to determine reservoir layering. *JPT*, 1984, no. 10, pp. 1753-1762. DOI: 10.2118/10760-PA
20. Konev D.A. Issledovanie neftiannykh plastov s pomoshch'iu indikatornogo metoda [Study of oil reservoirs using the indicator method]. *Sovremennye naukoemkie tekhnologii*, 2014, no. 7, pp. 23-26.
21. Kuz'mina O.K., Gribova E.D., Mukhina I.V. Razrabotka sposoba opredeleniya grupy indikatorov v plastovykh vodakh dlia provedeniya geofizicheskikh issledovaniy [Development of a way for determining indicators of the group in formation waters for geophysical research]. *Vestnik mezhdunarodnogo universiteta prirody, obshchestva i cheloveka "DUBNA". Estestvennye i inzhenernye nauki*, 2016, no. 4, pp. 17-23.
22. Fang Ronghui et al. Molecular tracers for filling pathways in oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 159, pp. 451-460. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.09.058
23. Makarov S.S., Iustupova L.F. Indikatornyi metod, kak sposob izucheniya neftiannykh plastov [Indicator method as a way to study oil reservoirs]. *Materialy 47-i Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov i studentov s mezhdunarodnym uchastiem*. Ed. V.Sh. Mukhametshin. Ufa: Ufimskii gosudarstvennyi neftianoi tekhnicheskii universitet, 2020, pp. 195-198.
24. Pirson S. How to map fracture development from well logs. *World Oil*, 1967, March, pp. 106-114.
25. Orekhov A.N., Amani M.M. Vozmozhnosti geofizicheskikh metodov dlia prognozirovaniya treshchinovosti kollektorov [Possibilities of geophysical methods for predicting reservoir fractures]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2019, vol. 330, no. 6, pp. 198-209. DOI: 10.18799/24131830/2019/6/2140
26. Aguilera R. Analysis of naturally fractured reservoirs from conventional well logs. *Journal of Petroleum Technology*, 1976, vol. 28, no. 7, pp. 764-775. DOI: 10.2118/5342-PA
27. Aguilera R., Van Poolen K. How to evaluate naturally fractured reservoirs from various well logs. *Oil and Gas Journal*, 1979, Jan., pp. 56-57.
28. Martiushev D.A., Galkin V.I., Ponomareva I.N. Izuchenie zakonomernosti raspredeleniya fil'tratsionnykh svoystv v predelakh slozhnopostroennykh karbonatnykh rezervuarov. [Study of regularities of distribution of filtering properties within complexly constructed carbonate reservoirs]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2021, vol. 332, no. 11, pp. 117-126. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3069
29. Shevelev M.B. O neobkhodimosti modifikatsii sistemy zavodneniya v protsesse razrabotki mestorozhdeniya [Necessity of waterflooding system modification under fields development]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 12, pp. 40-43.
30. Songqing Zheng, Min Yang, Zhijiang Kang et al. Controlling factors of remaining oil distribution after waterflooding and enhanced oil recovery methods for fracture-cavity carbonate reservoirs in Tahe Oilfield. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, no. 46(4), pp. 786-795. DOI: 10.1016/S1876-3804(19)60236-3
31. Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Issledovanie osobennosti vyrabotki zapasov v treshchinno-porovykh kollektorakh s privlecheniem dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin (na primere famenskoi zalezhi Ozerneho mestorozhdeniya) [Researching features of development of fractured porous reservoirs reserves using well-test data (on the example of the Famennian deposit of the Ozernoye field)]. *Inzhener-neftianik*, 2016, no. 2, pp. 48-52.
32. 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
33. Voronenko E.S., Mugatabarova A.A. Analiz dannykh pokazatelei vytesneniya nefii vodi karbonatnykh porod s razlichnymi fil'tratsionnymi svoystvami [Analysis of these indicators of oil displacement by water in carbonate rocks with different filtration properties]. *Bulatovskie chteniya. Materialy I Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii (31 March 2017). Sbornik statei*. Ed. doktora tekhnicheskikh nauk, professora O.V. Savenok. Krasnodar: OOO "Izdatel'skii Dom - lug", 2017, vol. 2. Razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozh, pp. 61-64.
34. Zambrano M., Tondi E., Mancini L., Lanzafame G., Trias F.X., Arzilli F., Materazzi M., S. Torrieri Fluid flow simulation and permeability computation in deformed porous carbonate grainstones. *Advances in Water Resources*, 2018, vol. 115, pp. 95-111. DOI: 10.1016/j.advwatres.2018.02.016
35. Ligin'kova Ia.S. Issledovanie osobennosti zavodneniya zalezhei nefii v karbonatnykh kollektorakh (na primere Gagarinskogo 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 uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2019, vol. 1, pp. 43-45.
36. Cherepanov S.S. Kompleksnoe izuchenie treshchinovosti karbonatnykh zalezhei metodom Uorrrena-Ruta s ispol'zovaniem dannykh seismofatsial'nogo analiza (na primere turne-famenskoi zalezhi Ozerneho mestorozhdeniya) [Integrated research of carbonate reservoir fracturing by Warren-Root method using seismic facies analysis (evidence from Tournaissian-Famennian deposit of Ozernoye field)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 14. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1
37. 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
38. Martiushev D.A., Lekomtsev A.V., Kotousov A.G. Opredelenie raskrytosti i szhimaemosti estestvennykh treshchin karbonatnoi zalezhi Logovskogo mestorozhdeniya [Determining openness and compressibility of natural fractures of carbonate reserves in the Logovskoye deposit]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 16, pp. 61-69. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.7.
39. Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. Opredelenie parametrov treshchinovosti porod na osnove kompleksnogo analiza dannykh izucheniya kerna, gidrodinamicheskikh i geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Determination of fractured rock parameters based on a comprehensive analysis of the data core studies, hydrodynamic and geophysical well tests]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 2, pp. 94-96.
40. Shcherbenev A.V. Ispol'zovanie veroiatnostno-statisticheskikh metodov dlia deleniya porod na pronitsaemuiu i nepronitsaemuiu chasti (na primere terrigennykh otlozheniy vizeiskogo iarusy Sofinskogo mestorozhdeniya) [Use of probabilistic and statistical methods for separation of rocks into permeable and impermeable parts (on example of clastic deposits of visean stage of Sofyinskoe field)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2017, vol. 16, no. 1, pp. 14-22. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.2
41. Ligin'kova Ia.S. Issledovanie vliianiya geologo-promyslovykh kharakteristik turneiskogo plasta na obvodnennost' produktsii skvazhin [Study of the influence of geological and production characteristics of the tourneisian formation on well production watering]. *Nedropol'zovanie*, 2022, vol. 22, no. 1, pp. 15-20. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.3
42. 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
43. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Issledovanie protsessov nefteizvlecheniya v kollektorakh razlichnogo tipa pustotnosti s ispol'zovaniem mnogomernogo statisticheskogo analiza [Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo 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
44. Dat Thanh Tran, Moncef Gabbouj, Alexandros Iosifidis. Multilinear class-specific discriminant analysis. *Pattern Recognition Letters*, 2017, vol. 100, pp. 131-136. DOI: 10.1016/j.patrec.2017.10.027
45. Xu P., Brock G., Parrish R. Modified linear discriminant analysis approaches for classification of highdimensional microarray data. *Computational Statistics and Data Analysis*, 2009, 53, pp. 1674-1687. DOI: 10.1016/j.csda.2008.02.005

Финансирование. Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-35-90033.  
 Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.  
 Вклад автора 100 %.