

## ВОЗМОЖНОСТЬ ВЫДЕЛЕНИЯ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕПРОНИЦАЕМОГО ЭКРАНА ПО ДАННЫМ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ ДВУХ СКВАЖИН, РАСПОЛОЖЕННЫХ ВОЗЛЕ РАЗЛОМА. ЧАСТЬ 1. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ

В. А. Юдин<sup>1,a</sup>, Ю. М. Штейнберг<sup>1,b</sup>, Н. П. Ефимова<sup>1,c</sup>, И. В. Афанаскин<sup>2,d</sup>

<sup>1</sup> Федеральное государственное бюджетное учреждение «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Национального исследовательского центра «Курчатовский институт», г. Москва, Российская Федерация

<sup>2</sup> Государственное автономное образовательное учреждение высшего образования Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, Российская Федерация

<sup>a</sup> ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-7205-9050>, ✉ [yudinval@yandex.ru](mailto:yudinval@yandex.ru)

<sup>b</sup> ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-3159-0408>, [yurash22@gmail.com](mailto:yurash22@gmail.com)

<sup>c</sup> ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-2808-2437>, [efinatka@gmail.com](mailto:efinatka@gmail.com)

<sup>d</sup> ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-0617-221X>, [ivanafanaskin@gmail.com](mailto:ivanafanaskin@gmail.com)

*Аннотация:* исследуется принципиальная возможность выявления на нефтяном месторождении разлома, являющегося непроницаемым экраном (границей), по данным гидропрослушивания двух скважин, расположенных по одну сторону от разлома. Актуальность работы обусловлена значительным влиянием разломов на эффективность разработки нефтяных залежей. Коллективом авторов в семи статьях в 2023–2025 гг. была показана неэффективность применения для этой цели односкважинных гидродинамических исследований за счет влияния погрешностей оценки используемых параметров пласта, определяемых негидродинамическими методами. Предлагаемый подход позволяет сократить число таких параметров. Выполнено численное моделирование гидропрослушивания в однородном, условно бесконечном пласте и в пласте с непроницаемой границей. Предложен алгоритм выявления такой границы, проведена оценка влияния погрешностей исходных параметров, получаемых негидродинамическими методами, на достоверность ее выявления. Показано, что, в отличие от односкважинных исследований, рассматриваемый подход позволяет уверенно выделять непроницаемый экран (границу), даже при наличии погрешностей в определении исходных параметров. Для надежного заключения о его реализуемости предполагается дальнейшее тщательное и детальное исследование данного метода.

*Ключевые слова:* разлом, гидропрослушивание, непроницаемая граница.

*Для цитирования:* Юдин В. А., Штейнберг Ю. М., Ефимова Н. П., Афанаскин И. В. Возможность выделения на нефтяном месторождении непроницаемого экрана по данным гидропрослушивания двух скважин, расположенных возле разлома. Часть 1. Оценка возможности применения методики. *Успехи кибернетики*. 2026;7(2):52–58.

*Поступила в редакцию:* 08.05.2026.

*В окончательном варианте:* 11.06.2026.

## IMPERMEABLE BARRIER DETECTION IN AN OIL FIELD USING INTERFERENCE TESTING DATA FROM TWO WELLS NEAR A FAULT. PART 1. VERIFICATION OF THE PROPOSED METHODOLOGY

V. A. Yudin<sup>1,a</sup>, Yu. M. Shteinberg<sup>1,b</sup>, N. P. Efimova<sup>1,c</sup>, I. V. Afanaskin<sup>2,d</sup>

<sup>1</sup> Scientific Research Institute for System Analysis of the National Research Centre “Kurchatov Institute”, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup> Almeteyevsk State Technological University Petroleum Higher School, Almeteyevsk, Russian Federation

<sup>a</sup> ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-7205-9050>, ✉ [yudinval@yandex.ru](mailto:yudinval@yandex.ru)

<sup>b</sup> ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-3159-0408>, [yurash22@gmail.com](mailto:yurash22@gmail.com)

<sup>c</sup> ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-2808-2437>, [efinatka@gmail.com](mailto:efinatka@gmail.com)

<sup>d</sup> ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-0617-221X>, [ivanafanaskin@gmail.com](mailto:ivanafanaskin@gmail.com)

*Abstract:* we studied the possibility of detecting an impermeable barrier in an oil field using two-well interference test data. The wells are located on one side of the barrier. In reservoir engineering, an impermeable barrier denotes a hydraulic no-flow boundary that restricts fluid communication in the reservoir. The relevance of this study stems from the fact that the presence of faults significantly affects oil field development efficiency. We studied why one-well test data are insufficient for impermeable boundary detection, as shown in a series of seven studies published by the authors in 2023–2025. This limitation arises from errors in the estimation of formation parameters determined by non-hydrodynamic methods. We showed that the number of such parameters can be reduced using the proposed approach. We performed two-dimensional numerical hydrodynamic simulations of well interference tests for a homogeneous infinite reservoir and for the same reservoir containing an impermeable boundary. We proposed an algorithm for impermeable boundary detection based on interference response analysis. We evaluated the influence of errors in non-hydrodynamic formation parameter measurements on the validity of boundary detection. We showed that the proposed approach enables reliable detection of an impermeable barrier, even in the presence of parameter estimation errors, in contrast to the one-well case. Further comprehensive investigation is planned to assess the practical applicability of the method.

*Keywords:* fault, interference well test, impermeable barrier.

*Cite this article:* Yudin V. A., Shteinberg Yu. M., Efimova N. P., Afanaskin I. V. Impermeable Barrier Detection in an Oil Field Using Interference Testing Data from Two Wells Near a Fault. Part 1. Verification of the Proposed Methodology. *Russian Journal of Cybernetics*. 2026;7(2):52–58.

*Original article submitted:* 08.05.2026.

*Revision submitted:* 11.06.2026.

## Введение

При освоении нефтяных залежей установлено, что на их площади существуют квазивертикальные нарушения — разломы [1–3]. Их горизонтальная протяженность составляет от нескольких сотен до тысяч метров в зонах как высокой, так и низкой тектонической активности.

Разломы заметно влияют на динамику нефтеотдачи [2, 4]: в зависимости от проницаемости разлома (от нуля до нескольких (мкм)<sup>2</sup> [1–6]) за двадцать лет разработки текущий коэффициент нефтеотдачи (КИН) может различаться на 5–8 процентных пунктов [2]. Заметно различается и оптимальная конфигурация сетки скважин [3, 7]. Обнаружение разломов и оценка их фильтрационных характеристик — важные задачи, решение которых влияет на эффективность и технико-экономические показатели разработки месторождения [2, 3].

*Прямую оценку проницаемости разломов обеспечивают три метода:* анализ промысловых показателей разработки; трассерные исследования; гидродинамические исследования скважин (ГДИС).

Первые два подхода фиксируют отклонения показателей разработки от ожидаемых для однородной среды [2, 4, 5], но лишь после прорыва закачиваемого агента к добывающим скважинам — спустя несколько лет от начала эксплуатации. К тому моменту основная часть проектной сетки скважин обычно уже пробурена (особенно — в низкопроницаемых коллекторах) и возможность корректировки системы разработки весьма ограничена.

Методы ГДИС широко применяются для оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта, но на расстояниях нескольких десятков метров [8–10]. Вместе с тем возможности ГДИС для исследования удаленных зон (и обнаружения разломов) реализуются крайне редко. Особенно перспективен этот подход при исследовании скважин на стадии опытно-промышленных работ (ОПР) [7]: на этом этапе отсутствует интерференция работающих скважин, искажающая результаты ГДИС. *Использование для решения данного класса задач кривой стабилизации давления (КСД) в одиночной скважине, запускаемой в работу в период ОПР, рассматривалось в ряде публикаций [7].* Для определения проницаемости разлома экспериментальную кривую зависимости давления от времени  $P_э(t)$  сравнивали с модельной  $P_м(t)$ , рассчитанной по исходным параметрам пласта, определенным иными методами: пористости породы  $m$ , ее проницаемости  $k$ , эффективной толщины пласта  $h_{эф}$ , вязкости нефти  $\mu$ , сжимаемости насыщенной флюидом породы  $c_t$ , дебита скважины  $q$ . Показано [7], что вариации  $P_м(t)$ , обусловленные погрешностями этих параметров,

превышают расхождение кривых при различных фильтрационных структурах. Таким образом, односкважинные ГДИС для обнаружения разломов малоперспективны.

Более перспективно применение гидропрослушивания — двухскважинного варианта ГДИС, когда возмущающая и реагирующая скважины расположены по одну сторону от разлома. При такой схеме сокращается число входных параметров расчета и повышается достоверность выделения разлома. Гидропрослушивание при изучении разломов обычно проводят, когда возмущающая и реагирующие скважины находятся по разные стороны разлома, что часто приводит к неоднозначным результатам [2, 11]. На этапе ОПР скважины чаще всего оказываются по одну сторону разлома, что и рассматривается в настоящей работе.

К разломам приурочена «зона динамического влияния разлома» (ЗДВ) со сложной фильтрационной структурой [6]. Ее параметры значительно отличаются от свойств ненарушенной части пласта [3, 6]. Моделирование ГДИС вблизи разломов с учетом структуры ЗДВ — задача крайне сложная. На первом, *качественном*, этапе исследований выбран упрощенный вариант: а) ЗДВ разлома отсутствует, б) разлом моделируется границей нулевой проницаемости («непроницаемый экран»).

Для этой модели существуют аналитические решения [10], однако при наличии ЗДВ решение можно получить только численно. Для последующего сравнения результатов в данной статье применен численный метод решения

### Методика расчета

В основу расчета положена классическая модель однофазной фильтрации слабосжимаемой жидкости в упругом бесконечном пласте, без учета гравитационных и капиллярных сил. На удаленных внешних границах расчетной области задаются условия непротекания. Расстояние от группы скважин до внешних границ принято много большим расстояния между скважинами, а время исследования — меньшим времени прохождения возмущения поля давления от группы исследуемых скважин до внешних границ и обратно. Геометрия модели (см. рис. 1): треугольник — возмущающая скважина, кружок — реагирующая,  $l$  — расстояние между скважинами,  $L$  — расстояние от скважин до линии разлома.

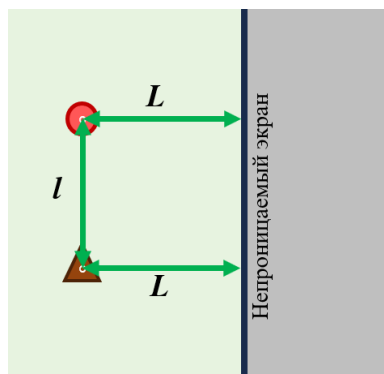


Рис. 1. Геометрия модели

Продуктивный пласт без разломов рассматривается как однородная изотропная пористая среда с проницаемостью  $k$ . Практическая применимость методики определяется сочетанием расстояний  $l$  и  $L$ . Цель — проверить, позволяют ли данные гидропрослушивания при некотором сочетании этих расстояний выявить наличие непроницаемой границы («непроницаемого экрана»); при положительном результате возможны дальнейшее исследование методики. По итогам предварительных расчетов выбраны  $l = 50$  м и  $L = 450$  м. Остальные принятые параметры приведены в таблице.

Предполагали, что: исследование ГДИС проводится в изначально невозмущенном пласте; реагирующая скважина не работает и является только наблюдательной; возмущение при ГДИС — запуск в работу возмущающей скважины с постоянным дебитом. Время регистрации давления — 2500 часов. Кривая давления для пласта с непроницаемой границей считалась «экспериментальной», теоретическая кривая для однородного пласта — «проверяемой». Пример рассчитанных

Таблица

## Исходные (истинные) параметры однородного пласта

Параметр	Значение
Толщина пласта, м	10
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	$50 \cdot 10^{-3}$
Пористость, д. ед.	0,15
Вязкость нефти, мПа·с	1,3
Сжимаемость насыщенной флюидом породы, 1/МПа	$1.5864 \cdot 10^{-3}$
Начальное пластовое давление, МПа	20,1
Дебит добывающей скважины, м <sup>3</sup> /сут	70

кривых для истинного набора параметров показан на рис. 2.  $\Delta_{max}$  — максимальное среднеквадратичное расхождение сравниваемых кривых, обусловленное только различием фильтрационных моделей. Кривая при наличии непроницаемой границы, рассчитанная для истинных параметров пласта, обозначена как  $\widetilde{P}_3(t)$ , расчетная кривая для однородного пласта с истинными параметрами — как  $\widehat{P}_и(t)$ .

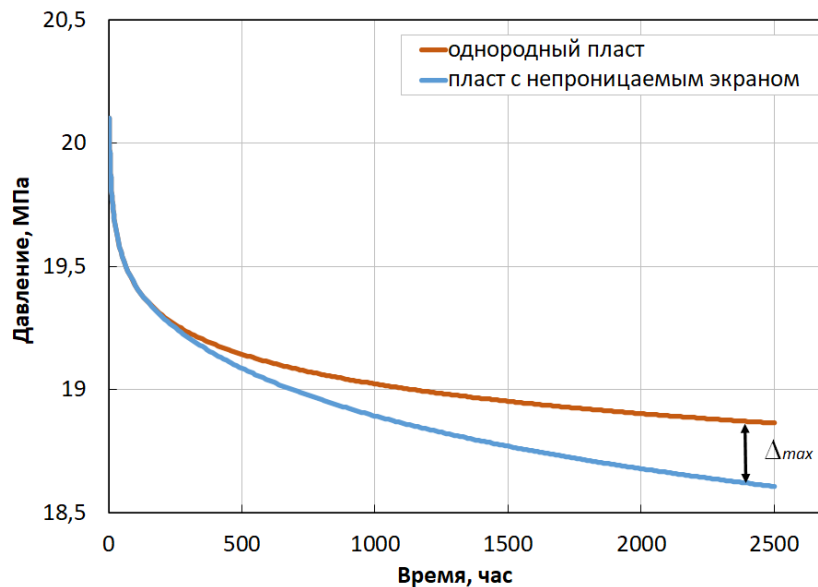


Рис. 2. Пример кривых давления для двух рассмотренных моделей пласта, рассчитанных для истинного набора параметров задачи

Обработка кривых гидропрослушивания проводилась с применением стандартных алгоритмов интерпретации, реализованных в специализированном программном комплексе и апробированных на обширном массиве промысловых данных.

## Идея методики

имеется только кривая  $\widetilde{P}_3(t)$  для пласта с непроницаемой границей, то трудность состоит в том, что для сопоставления с  $\widetilde{P}_3(t)$  нет кривой, соответствующей однородному пласту. В односкважинном подходе для ее расчета использовали набор из шести входных параметров, определяемых негидродинамическими методами [7].

Исследуемый подход базируется на двух положениях [8–10]:

А. При интерпретации  $\widetilde{P}_3(t)$  используется только четыре входных параметра [8–10]:  $h_{эф}$ ,  $\mu$ ,  $c_t$ ,  $q$ , в отличие от односкважинного варианта [7]. По методу минимизации квадратичного функционала [12] определяют два эффективных параметра:  $k_{эф}$  и  $m_{эф}$ , при которых расчетная кривая зависимости давления от времени наилучшим образом аппроксимирует кривую  $\widetilde{P}_3(t)$ .

Б. При указанной геометрии (рис. 1) и выбранных  $l, L$  — на кривой  $\widetilde{P}_3(t)$  существует участок (рис. 3), на котором влияние имеющегося разлома еще не сказывается [8–10]. Этот участок соответствует однородному бесконечному пласту и в полулогарифмических координатах прямолинеен [10].

Общая схема методики:

1. На кривой  $\widetilde{P}_3(t)$  в полулогарифмических координатах находили точки начала  $\hat{t}_{\text{нач}}$  и окончания  $\hat{t}_{\text{кон}}$  участка  $\delta(\hat{t}_{\text{нач}}, \hat{t}_{\text{кон}})$ , соответствующего однородному бесконечному пласту без разлома. Время  $\hat{t}_{\text{нач}}$  определяли из условия [8]:  $\varkappa \hat{t}_{\text{нач}}/L^2 > 10$ , где  $\varkappa$  — пьезопроводность. При истинных параметрах задачи  $\hat{t}_{\text{нач}} \approx 35$  часов. Фактически, как показали специально проведенные оценки, выбор времени  $\hat{t}_{\text{нач}}$  мало влияет на последующую проверку гипотезы о фильтрационной структуре исследуемого участка. Время  $\hat{t}_{\text{кон}}$  находится по допустимой величине  $\Delta P$  отклонения кривой  $\widetilde{P}_3(t)$  от прямолинейной зависимости (в конце участка  $\delta$ ) [9]:  $P = \frac{q}{4\pi} \frac{\mu}{kh_{\text{эф}}} \ln \frac{2,25 \cdot \varkappa \cdot \hat{t}_{\text{кон}}}{4L^2}$ .

В зависимости от величины  $\Delta P$  значение  $\hat{t}_{\text{кон}}$  может существенно измениться. При принятом  $\Delta P = 0,0024\%$  от  $P_{\text{пласт}}$  (в пять раз меньше инструментальной погрешности манометров [7])  $\hat{t}_{\text{кон}} \approx 80$  ч. Выделенный участок  $\delta$  показан на рис. 3.

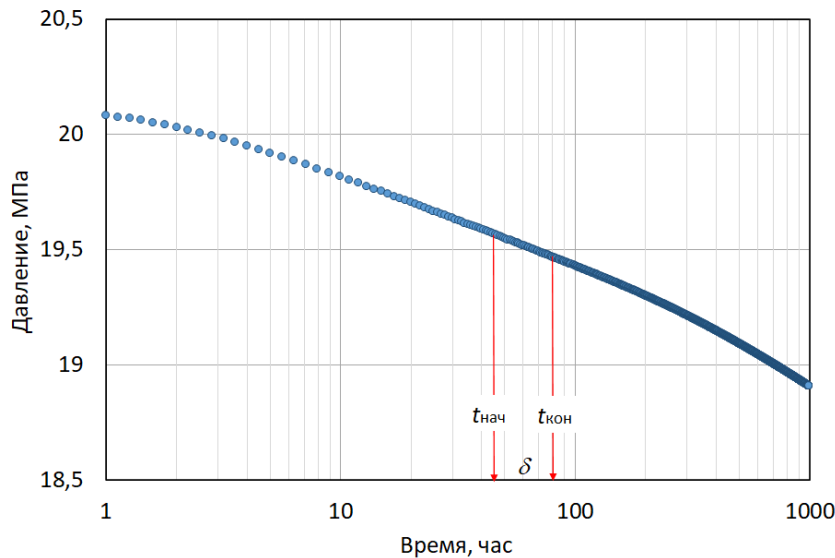


Рис. 3. Участок  $\delta$ , соответствующий однородному пласту на «экспериментальной» кривой  $\widetilde{P}_3(t)$

2. Интерпретировали участок  $\delta$ , используя истинные значения  $h_{\text{эф}}, \mu, c_t, q$ . Получили новые  $k_{\text{эф}}$  и  $m_{\text{эф}}$ , в общем случае не совпадающие с истинными параметрами  $k$  и  $m$ .

3. По всем шести параметрам и расстояниям  $l, L$  рассчитывали полную реконструированную кривую гидропрослушивания  $\widehat{P}_p(t)$  для однородного пласта с параметрами  $k_{\text{эф}}$  и  $m_{\text{эф}}$ . Для проверки гипотезы об однородности среды ее сравнивали с  $\widetilde{P}_3(t)$  [12].

Преимущества схемы: а) используются лишь 4 исходных параметра, определяемых негидродинамическими методами; б) кривая  $\widehat{P}_p(t)$  получена из кривой  $\widetilde{P}_3(t)$ , поэтому вид зависимости дебита от времени на участке  $\delta$  и на остальной части кривой  $\widetilde{P}_3(t)$  не имеет значения, если только эта зависимость для всей кривой одинакова.

4. Применение описанного подхода приемлемо, если кривая  $\widehat{P}_p(t)$  близка к  $\widehat{P}_и(t)$ . Возможное отклонение вызвано неточным выбором  $\hat{t}_{\text{нач}}$  и отличием  $k_{\text{эф}}$  и  $m_{\text{эф}}$  от истинных величин  $k$  и  $m$ . Среднеквадратичное отклонение кривых  $\widehat{P}_p(t)$  и  $\widehat{P}_и(t)$  составило  $0,0118\%$  от  $P_{\text{пласт}}$ , что сопоставимо с погрешностью измерения давления [7] и считалось пренебрежимо малым, замена на рис. 2  $\widehat{P}_и(t)$  на  $\widehat{P}_p(t)$  мало что меняет. Но остается влияние погрешности измерения 4 параметров, используемых при расчете  $\widehat{P}_p(t)$ . Оценку этого влияния получили следующим образом:

а) по распределениям  $h_{\text{эф}}, \mu, c_t, q$  из цикла работ [9] и их средним значениям (табл.) с помощью генератора случайных чисел формировали  $n$  ( $n = 1, \dots, 100$ ) наборов значений

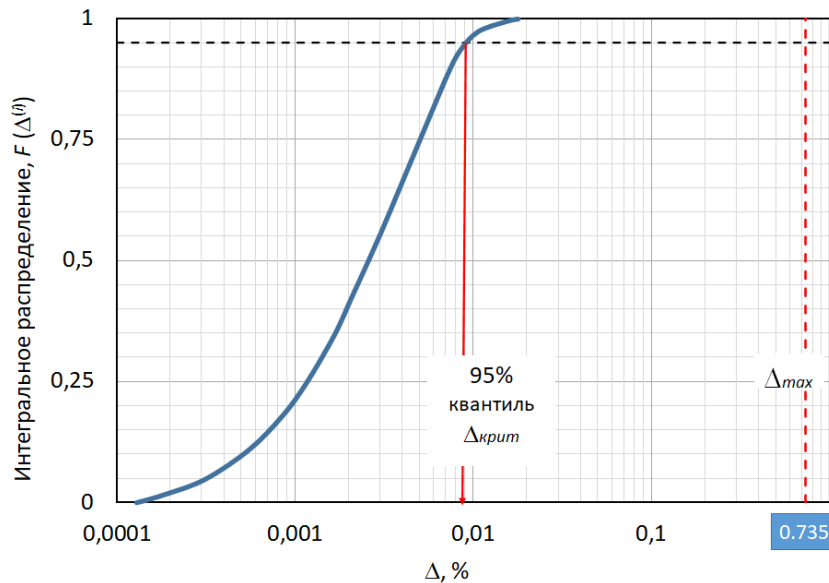
$$\{h_{\text{эф}}^{(n)}, \mu^{(n)}, c_t^{(n)}, q^{(n)}\};$$

б) для каждого  $n$  по участку  $\delta$  кривой  $\widetilde{P}_3(t)$  находили  $k_{\text{эф}}$  и  $m_{\text{эф}}$  и вычисляли реконструированную кривую  $\widehat{P}_p^{(n)}(t)$ ;

в) для каждого  $n$  вычисляли среднеквадратичное отклонение  $\Delta_n$  между  $\widetilde{P}_3(t)$  и реконструированной кривой  $\widehat{P}_p^{(n)}(t)$ , получая совокупность  $\{\Delta_n\}$ ;

г) строили интегральное распределение  $F(\Delta_n)$  совокупности  $\{\Delta_n\}$  и его 95%-й квантиль  $-\Delta_{\text{крит}}$  [12] (рис. 4);

д) сравнивали  $\Delta_{\text{крит}}$  с  $\Delta_{\text{max}}$  (рис. 4); если  $\Delta_{\text{крит}} < \Delta_{\text{max}}$ , то мы не можем принять гипотезу об однородности изучаемого участка [12], скорее всего, на участке есть непроницаемый экран; если же  $\Delta_{\text{крит}} > \Delta_{\text{max}}$ , то мы не можем отвергнуть возможность однородности изучаемого участка [12], т. е. однозначного вывода о наличии непроницаемого экрана сделать нельзя.



**Рис. 4.** Оценка влияния погрешностей в измерении параметров задачи, определяемых негидродинамическими методами, на возможность выделения непроницаемого экрана в однородном бесконечном пласте

### Обсуждение результатов

Как видно из рис. 4, в рассматриваемом случае реализуется именно первый случай, указанный в пункте д):  $\Delta_{\text{крит}} < \Delta_{\text{max}}$ , и, следовательно, мы не можем принять гипотезу об однородности изучаемого участка, т. е., скорее всего, на участке есть непроницаемый экран. Для данного случая, несмотря на наличие случайных флуктуаций кривой  $\widehat{P}_p(t)$ , с надежностью 95% гипотеза об однородности пласта не может быть принята. Это значительно отличается от негативной оценки возможности выделения непроницаемого экрана в односкважинном случае [7], что делает перспективным дальнейшее изучение методики.

### Заключение

Проведенное оценочное исследование показывает, что для выделения разломов рассмотренная методика применения гидропрослушивания намного предпочтительнее односкважинного варианта ГДИС [7] и заслуживает основательного исследования. Надежное заключение о практической пригодности данного подхода (а также о целесообразности применения трехскважинного варианта ГДИС) [11]) может быть сделано только после детальных работ, основанных на многовариантном моделировании данных ГДИС, с оценкой влияния всех параметров задачи и погрешностей их определения, что предполагается провести в дальнейшем.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Лесной А. Н. *Исследование влияния дизъюнктивных нарушений в юрских отложениях на строение залежей нефтяных месторождений Когалымского нефтегазоносного района*: дис. . . . канд. геол.-минер. наук. М.; 2015. 178 с. Режим доступа: <https://www.geokniga.org/books/16078>.
2. Вольпин С. Г., Афанаскин И. В., Юдин В. А. и др. *Возможность определения фильтрационных параметров дизъюнктивных нарушений на нефтяных месторождениях по данным гидродинамических исследований пластов и скважин*. М.; 2018. 262 с.
3. Бочкарев В. А. *Моделирование нефтегазоносных объектов*. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ»; 2010. 246 с.
4. Космачева М. С., Индрупский И. М. *Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями*. Экспозиция Нефть Газ. 2017;7:52–57.
5. Владимиров И. В., Бакиров И. И., Лощева З. А. и др. К вопросу о размещении добывающих и нагнетательных скважин в нефтяных залежах с протяженными зонами разуплотнения коллектора. *Нефтепромысловое дело*. 2017;7:5–9.
6. Лобацкая Р. М. *Структурная зональность разломов*. М.: Недра; 1987. 128 с.
7. Юдин В. А., Афанаскин И. В., Ефимова Н. П. и др. Выявление разломов на нефтяных месторождениях по данным гидродинамических исследований скважин при наличии погрешностей гидродинамического моделирования. Часть 6. Суммарное влияние случайных погрешностей исходных параметров при моделировании. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2025;9:60–66.
8. Эрлагер Р. *Гидродинамические методы исследования скважин*. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований; 2006. 512 с. ISBN 5-93972-521-X.
9. Кульпин Л. Г., Мясников Ю. А. *Гидродинамические методы исследования нефтегазодонных пластов*. М.: Недра; 1974. 200 с.
10. Кременецкий М. И., Ипатов А. И. *Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи*. М.–Ижевск: Издательство «ИКИ»; 2020. 676 с. ISBN 978-5-4344-0886-8.
11. Лесной А. Н., Пьянкова Е. М. Исследование скважин гидропрослушиванием при решении задач разработки нефтяных и газовых месторождений. *Нефтяное хозяйство*. 2010;1:67–69.
12. Дрейпер Н., Смит Г. *Прикладной регрессионный анализ*. В 2 кн. М.: Финансы и статистика, 1986–1987. Кн. 1. 1986. 365 с.; Кн. 2. 1987. 349 с.