



Научная статья  
УДК 622.276  
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.2.8>

## РАЗДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ И ЗАКАЧКИ НА УЧАСТКАХ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКИ ДВУХ И БОЛЕЕ ПЛАСТОВ

Роман Александрович Нещади́мов

ЛУКОЙЛ-Инжиниринг (д. 143а, ул. Республики, Тюмень, 625000,  
Российская Федерация)  
[Roman.Neschadimov@lukoil.com](mailto:Roman.Neschadimov@lukoil.com);  
<https://orcid.org/0009-0002-2563-7721>

### Аннотация.

Необходимость разделения добычи нефти, жидкости и закачки возникает на месторождениях, где в один эксплуатационный объект объединены два и более пласта. Корректное разделение добычи и закачки необходимо для локализации остаточных запасов и назначения геолого-технических мероприятий, направленных на их выработку. Возникновение ошибок на этапе разделения добычи и закачки приводит к неопределённости при локализации остаточных запасов, что становится причиной низкой эффективности геолого-технических мероприятий. По этой причине совершенствование методики разделения добычи и закачки при совместной разработке пластов является актуальной задачей. В качестве материалов для исследования были использованы публикации в отечественной и зарубежной научно-технической литературе, связанной с разделением добычи и закачки, а также промысловые данные и результаты интерпретации промыслово-геофизических исследований. С целью совершенствования методики разделения добычи и закачки на основании изученного отечественного и зарубежного опыта решения данной задачи были выделены наиболее значимые факторы, которые обязательно должны быть учтены в методике разделения. Предложена усовершенствованная методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной разработке двух и более пластов, учитывающая изменение пластового давления, интервалов перфорации, продуктивности пластов, распространение трещин гидроразрыва пласта, а также различный характер обводнения пластов. Усовершенствованная методика

апробирована на одном из месторождений Западной Сибири, где осуществляется совместная разработка пластов. Выполнено разделение добычи нефти, жидкости и закачки в каждой скважине за весь период разработки, определена выработка запасов по пластам, установлено наличие непроизводительной закачки на участке апробации методики.

**Ключевые слова:** совместная эксплуатация, разделение добычи нефти, разделение добычи жидкости, разделение закачки, совместная разработка, характеристики вытеснения, материальный баланс

**Для цитирования:** Нещадимов Р. А. Разделение добычи и закачки на участках совместной разработки двух и более пластов // Наука. Инновации. Технологии. 2025. № 2. С. 175–196. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.2.8>

**Конфликт интересов:** автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 25.02.2025;

одобрена после рецензирования 25.04.2025;

принята к публикации 12.05.2025.

2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields (Technical Sciences)  
Research article

### **Allocation of production and injection in areas of commingled production of two or more reservoirs**

**Roman A. Neshchadimov**

LUKOIL-Engineering (143a, Republic St., Tyumen, 625000, Russian Federation)

[Roman.Neschadimov@lukoil.com](mailto:Roman.Neschadimov@lukoil.com);

<https://orcid.org/0009-0002-2563-7721>

**Abstract.**

The need for separation of oil production, liquid and injection arises at fields where two or more formations are combined into one production facility. Correct allocation of production and injection is necessary for localization of residual reserves and assignment of geological and technical measures aimed at their development. The occurrence of errors at the stage of allocation of production and injection leads to uncertainty in localization of

residual reserves, which causes low efficiency of geological and technical measures. For this reason, improving the technique for production and injection allocation in commingled production is an urgent task. The materials used for the study were publications in national and foreign scientific and technical sources related to the separation of production and injection, as well as field data and the results of interpretation of field geophysical studies. In order to improve the technique of separation of production and injection, based on the studied national and foreign experience in solving this problem, the most significant factors to be taken into account in the allocation technique were identified. The study proposes an improved technique for allocation of oil, liquid production and injection during joint development of two formations with account of changes in reservoir pressure, perforation intervals, reservoir productivity, propagation of hydraulic fracturing cracks, as well as different nature of formation flooding. The improved technique has been tested at one of the fields in Western Siberia, where two oil reservoirs have been combined for commingled production. The allocation of oil, liquid production and injection in each well for the entire development period has been performed, the development of reserves by reservoirs has been determined, and the presence of unproductive injection in the area of the technique testing has been established.

**Keywords:** commingled production, oil production allocation, liquid production allocation, injection allocation, commingled development, decline curve, material balance

**For citation:** Neshchadimov RA. Allocation of production and injection in areas of commingled production of two or more reservoirs. Science. Innovations. Technologies. 2025;(2):175-196. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.2.8>

**Conflict of interest:** the author declares no conflicts of interests.

The article was submitted 25.02.2025;  
approved after reviewing 25.04.2025;  
accepted for publication 12.05.2025.

## **Введение**

Необходимость разделения добычи нефти, жидкости и закачки возникает на месторождениях, где в один эксплуатационный объект объединены два и более пласта. Корректное разделение добычи и закачки имеет важное значение для локализации остаточных запасов и назначения геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на их выработку. Возникновение ошибок на этапе разделения добычи и закачки приводит к неопределённости при локализации остаточных запасов, что может стать причиной низкой эффективности ГТМ. Следствием этого является снижение доходов недропользователя. Задача разделения добычи и закачки является сложной, комплексной и на данный момент не имеет единого и удовлетворительного решения [1, 2]. Целью представленной работы является совершенствование методики разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной разработке двух и более нефтяных пластов в условиях Западной Сибири.

## **Материалы и методы исследований**

В качестве материалов для исследования были использованы публикации в отечественной и зарубежной научно-технической литературе, связанной с разделением добычи и закачки, а также промысловые данные и результаты интерпретации промыслово-геофизических исследований (ПГИ). В ходе исследования применены методы гидродинамического моделирования, геолого-промыслового анализа и общенаучный подход.

Работа по совершенствованию методики разделения добычи и закачки была выполнена в три этапа:

1. Обзор существующих подходов к разделению добычи и закачки.
2. Совершенствование методики с учётом наиболее значимых факторов влияющих на разделение добычи и закачки.
3. Апробация усовершенствованной методики на одном из месторождений Западной Сибири.

Существующие подходы к разделению добычи и закачки подразделяются на две группы, которые, учитывая сложность задачи и высокую неопределённость, должны использоваться совместно и дополнять друг друга.

Первая группа включает в себя инструментальные методы и замеры [3], выполняемые непосредственно в скважине (дебитометрия, расходометрия), или исследования скважинной продукции в лаборатории (геохимические методы, применение маркеров и индикаторов [4, 5, 6, 7, 8]).

Вторая группа включает в себя расчётные методики. Существует множество различных расчётных методик разделения добычи и закачки. Наиболее часто встречаются методики, основанные на использовании коэффициентов проводимости, удельных дебитов, модели материального баланса, уравнения плоскорадиального притока [1, 9, 10, 11, 12]. Более подробный обзор существующих подходов к разделению добычи и закачки был представлен в ранее опубликованной работе [13].

### **Результаты исследований и их обсуждение**

На основании изученного опыта разделения добычи и закачки выделены наиболее значимые факторы, которые обязательно должны быть учтены в методике разделения.

Первый из них связан с изменением дебита скважин в ходе процесса разработки по причинам, связанным с изменением пластового давления и взаимовлияния скважин.

Второй заключается в необходимости учитывать проведение гидроразрыва пласта (ГРП) и изменение интервалов перфорации. Оба этих мероприятия могут приводить к значительному изменению профиля притока и приёмистости в скважинах.

Третий связан с необходимостью учитывать изменение продуктивности пластов при их объединении для совместной эксплуатации [1].

Четвёртый заключается в различном характере обводнения пластов, объединённых для совместной разработки.

Для решения задачи связанной с изменением пластового давления предлагается использовать уравнение материального баланса В.М. Добрынина [14] (1):

$$\Sigma Q_n \cdot b_n + \Sigma Q_v = (V_n \cdot \beta_n + V_v \cdot \beta_v + V_{\text{пор}} \cdot \beta_{\text{пор}}) \cdot (P_o - P) + W_{\text{зак}} + W_{\text{законтур}} \quad (1)$$

где  $\Sigma Q_n, \Sigma Q_v$  – накопленная добыча нефти, воды,  $\text{м}^3$ ;  
 $V_n, V_v, V_{\text{пор}}$  – начальный объём среды нефтенасыщенной, водонасыщенной, скелета породы,  $\text{м}^3$ ;  
 $\beta_n, \beta_v, \beta_{\text{пор}}$  – коэффициенты сжимаемости нефти, воды, породы,  $1/\text{МПа}$ ;  
 $P_o, P$  – пластовое давление начальное, текущее,  $\text{МПа}$ ;  
 $b_n$  – объёмный коэффициент нефти, д. ед.;  
 $W_{\text{зак}}$  – накопленная закачка,  $\text{м}^3$ ;  
 $W_{\text{законтур}}$  – приток законтурной воды,  $\text{м}^3$ .

Решение уравнения выполняется для «замкнутых» элементов разработки в качестве которых могут выступать ряды добывающих скважин, ячейки площадных систем заводнения или отдельные залежи. Выбор элементов осуществляется в каждом случае индивидуально. Разделение закачки на границах «замкнутых» элементов осуществляется пропорционально углу, приходящемуся на каждый из элементов.

Наилучшим вариантом для разделения добычи после проведения гидроразрыва пласта или изменения интервалов перфорации является использование данных ПГИ, по этой причине данные ПГИ в предлагаемой методике имеют наивысший приоритет. В случае отсутствия исследований для разделения добычи после ГРП предлагается использовать формулу проводимости трещины (2) аналогично методике, предложенной в работе [15]:

$$C_{\text{гп}} = \frac{k_f \cdot w}{k \cdot x_f}, \quad (2)$$

где  $C_{\text{гп}}$  – проводимость трещины;  
 $k_f, k$  – проницаемость соответственно пропанта и пласта,  $10^{-3} \text{ мкм}^2$ ;  
 $w, x_f$  – соответственно ширина и полудлина трещины, м.

Для учёта изменения интервалов перфорации при отсутствии ГРП предлагается использовать коэффициент гидропроводности  $kh/\mu$ ,

где  $k$  – коэффициент проницаемости,  $\text{мкм}^2$ ,  
 $h$  – перфорированная толщина, м,  
 $\mu$  – вязкость нефти,  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ .

С целью учёта всех выполняемых на скважинах мероприятий по перфорации, ГРП и ПГИ, шаг расчёта принят равным одному месяцу.

В работе [1] установлено, что объединение нескольких продуктивных пластов в один объект разработки приводит к снижению их удельной продуктивности по сравнению с отдельной эксплуатацией. Причина этого заключается в том, что пропластки с наименьшей относительной проницаемостью не вовлекаются в разработку. Учитывать это явление предлагается путём определения граничного значения проницаемости или гидропроводности, ниже которого пропласток не принимает участия в добыче. Определение граничного значения осуществляется на основании данных ПГИ. Справедливость подобного подхода для пластов, где на фоне скважин применяется ГРП требует дополнительного изучения. По этой причине применение граничных значений для определения неработающих пропластков рекомендуется только на пластах, разрабатываемых без ГРП.

Определение обводнённости продукции каждого из пластов предлагается осуществлять с помощью характеристик вытеснения [16, 17, 18, 19]. Для подтверждения возможности использования предложенного подхода был выполнен ряд расчётов на синтетической гидродинамической модели (ГДМ).

Синтетическая гидродинамическая модель представляет из себя два однородных гидродинамически не связанных пласта. Размерность модели  $31 \times 31 \times 2$ . Размеры ячеек по горизонтали  $dx = dy = 50$  м, по вертикали –  $dz = 1$  м для пласта 1 и  $dz = 4,3$  м для пласта 2. Модель включает в себя 12 добывающих и 4 нагнетательных скважины. Моделирование выполнено при соблюдении 100 % компенсации отборов закачкой в пластовых условиях. Расчёты выполнены в программном продукте Roxar Tempest. Параметры гидродинамической модели (ГДМ) приведены в таблице 1.

Таблица 1. ПАРАМЕТРЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ  
Table 1. Parameters of the hydrodynamic model

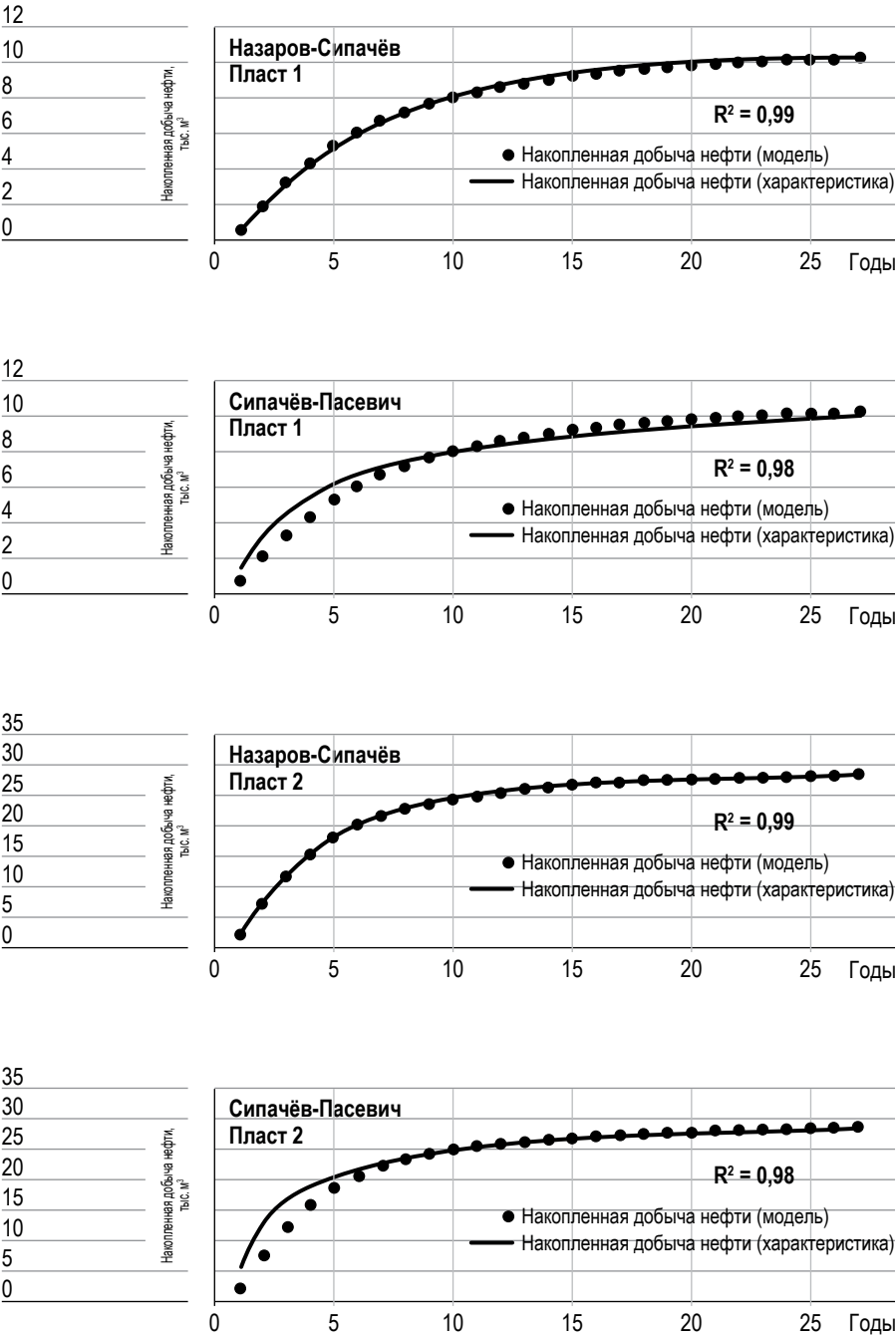
| Параметры                                         | Пласт 1 | Пласт 2 |
|---------------------------------------------------|---------|---------|
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup> ·10 <sup>-3</sup> | 150     | 300     |
| Коэффициент пористости, д. ед.                    | 0,22    |         |
| Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.             | 0,52    |         |
| Нефтенасыщенная толщина, м                        | 1,4     | 4,3     |
| Начальное пластовое давление, МПа                 | 21,2    | 21,3    |
| Вязкость нефти, мПа·с                             | 1,83    |         |
| Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>                | 836     |         |

Источник: составлено автором.  
Source: compiled by the author.

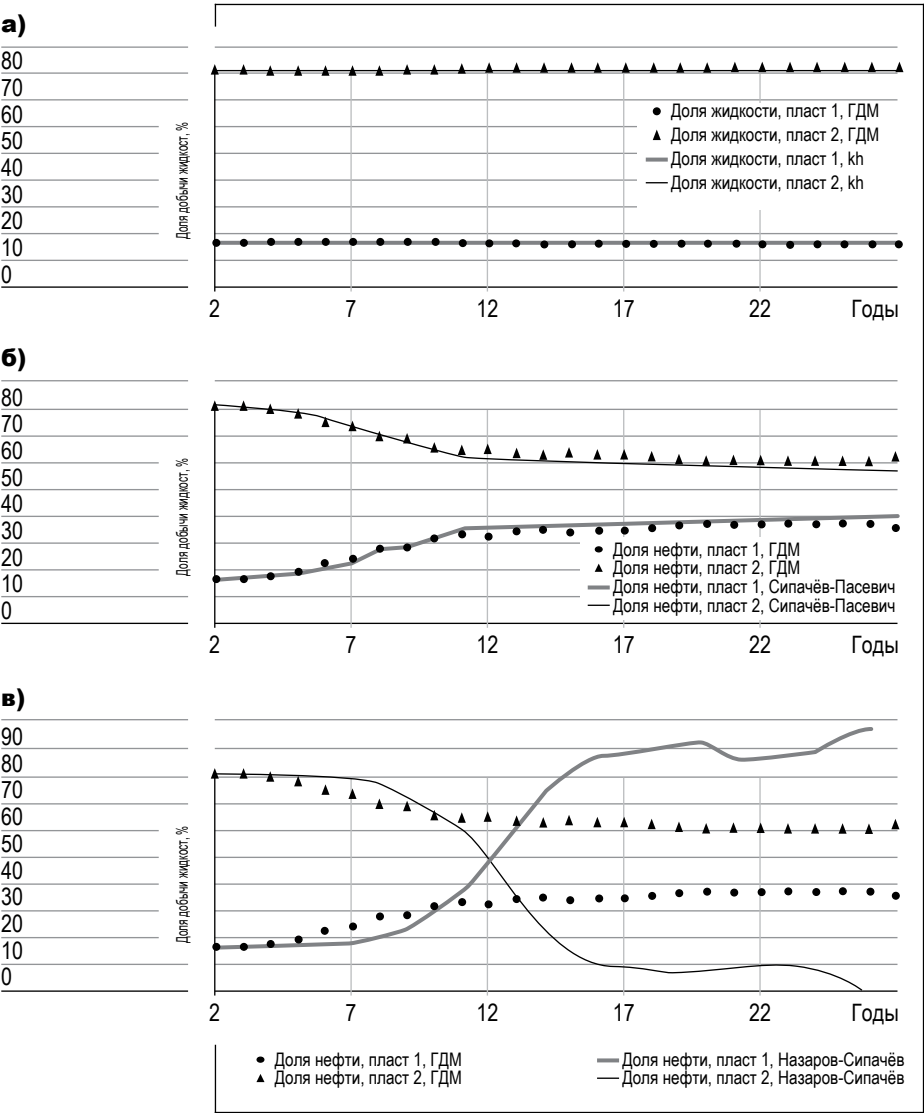
Было выполнено моделирование самостоятельной работы каждого из пластов с целью построения характеристик вытеснения по пластам. Наилучшим образом накопленная добыча нефти была воспроизведена с помощью характеристик вытеснения Назарова-Сипачёва и Сипачёва-Пасевича. Вид построенных характеристик приведён на рисунке 1.

Далее выполнено моделирование совместной разработки. После чего, полученная в результате моделирования добыча жидкости из двух пластов по скважинам, была разделена на каждом шаге расчёта между пластами пропорционально  $kh/\mu \cdot \Delta P$  ( $k$  – коэффициент проницаемости,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;  $h$  – нефтенасыщенная толщина, м;  $\mu$  – вязкость нефти, мПа·с,  $\Delta P$  – депрессия на пласт, МПа).  $\Delta P$  определена как разность между пластовым давлением, рассчитанным по формуле (1), и заданным забойным давлением. Сопоставление разделения добычи жидкости между пластами по результатам гидродинамического моделирования и предложенной методике приведено на рисунке 2 (а).

Разделение общей добычи нефти по каждой скважине за каждый год выполнено на основании построенных характеристик. На каждом шаге расчёта накопленное значение добычи жидкости (воды) подставлялось в полученные характеристики, в результате чего определялась «расчётная» добыча нефти. После этого суммар-



**Рис 1.** Построенные характеристики вытеснения.  
Fig. 1. Constructed decline curve  
Источник: составлено автором. Source: compiled by the author.



**Рис. 2.** Сопоставление разделения добычи жидкости между пластами по результатам гидродинамического моделирования и предложенной методике (а); сопоставление разделения добычи нефти между пластами по результатам гидродинамического моделирования и характеристикам вытеснения Сипачёва-Пасевича (б) и Назарова-Сипачёва (в).

Fig. 2. Comparison of the division of liquid production between layers based on the results of hydrodynamic modeling and the proposed method (a); comparison of the division of oil production between layers based on the results of hydrodynamic modeling and the decline curve of Sipachev-Pasevich (b) and Nazarov-Sipachev (c)

Источник: составлено автором.  
Source: compiled by the author.

ная добыча нефти по скважине из модели делилась пропорционально «расчётной» добыче нефти. Сопоставление разделения добычи нефти по результатам гидродинамического моделирования и применения характеристик вытеснения приведено в таблице 2 и на рисунке 2 (б, в).

Таблица 2. СОПОСТАВЛЕНИЕ НАКОПЛЕННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫТЕСНЕНИЯ  
Table 2. Comparison of cumulative oil production based on the results of hydrodynamic modeling and the use of displacement characteristics

| Методика разделения                         | Накопленная добыча нефти, тыс. м³ |         |
|---------------------------------------------|-----------------------------------|---------|
|                                             | Пласт 1                           | Пласт 2 |
| Гидродинамическая модель                    | 117                               | 381     |
| Характеристика вытеснения Сипачёва-Пасевича | 116                               | 382     |
| Характеристика вытеснения Назарова-Сипачёва | 133                               | 365     |

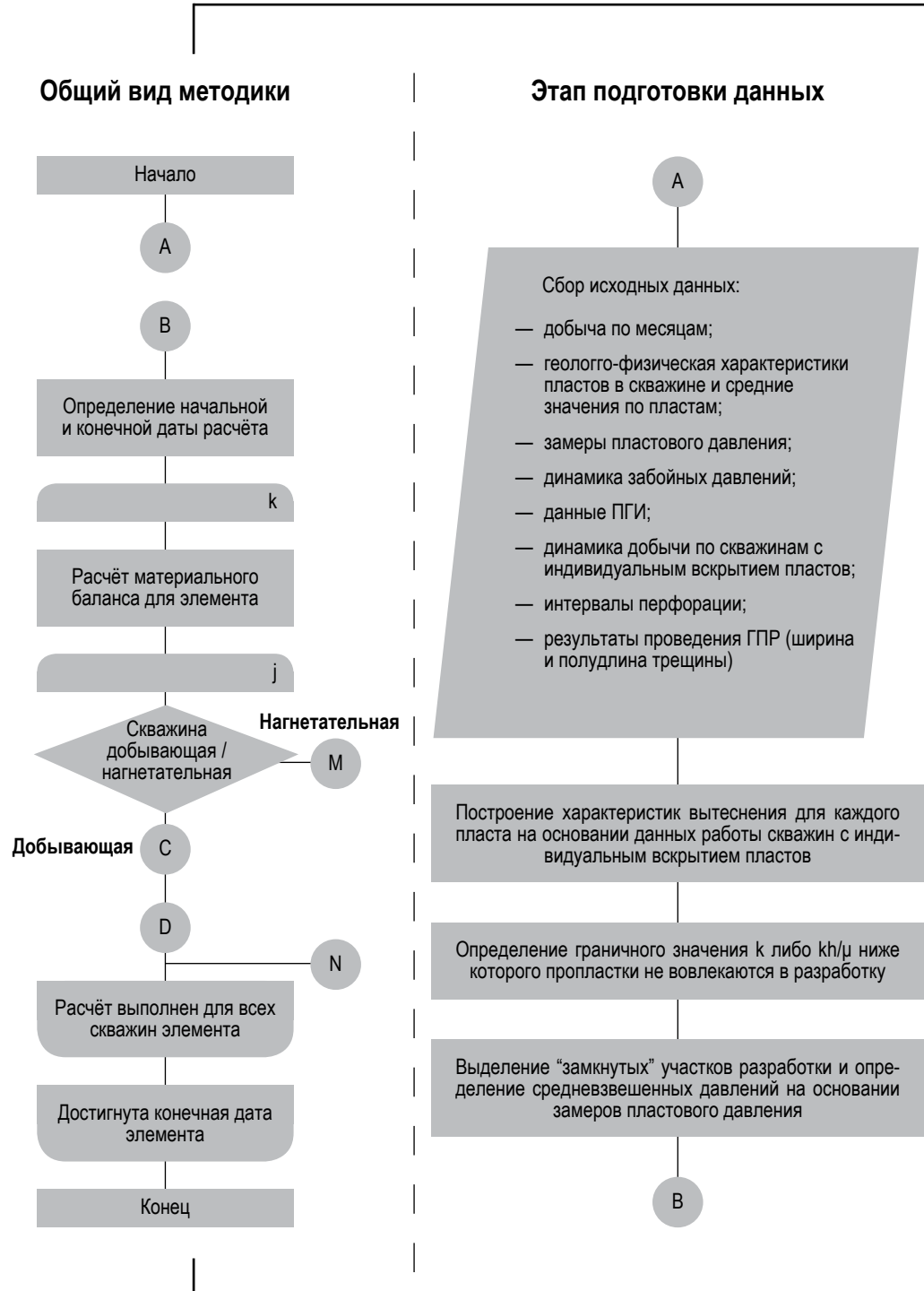
Источник: составлено автором.  
Source: compiled by the author.

Вне зависимости от применённого подхода получены близкие показатели накопленной добычи нефти. При этом в динамике наиболее корректное решение получено с помощью характеристики вытеснения Сипачёва-Пасевича. По накопленной добыче данная характеристика вытеснения также позволяет получить разделение наиболее близкое к гидродинамическому расчёту. Таким образом было получено подтверждение возможности использования характеристик вытеснения в методике разделения добычи нефти.

Итоговый вид усовершенствованной методики разделения добычи нефти, жидкости и закачки представлен на рисунке 3.

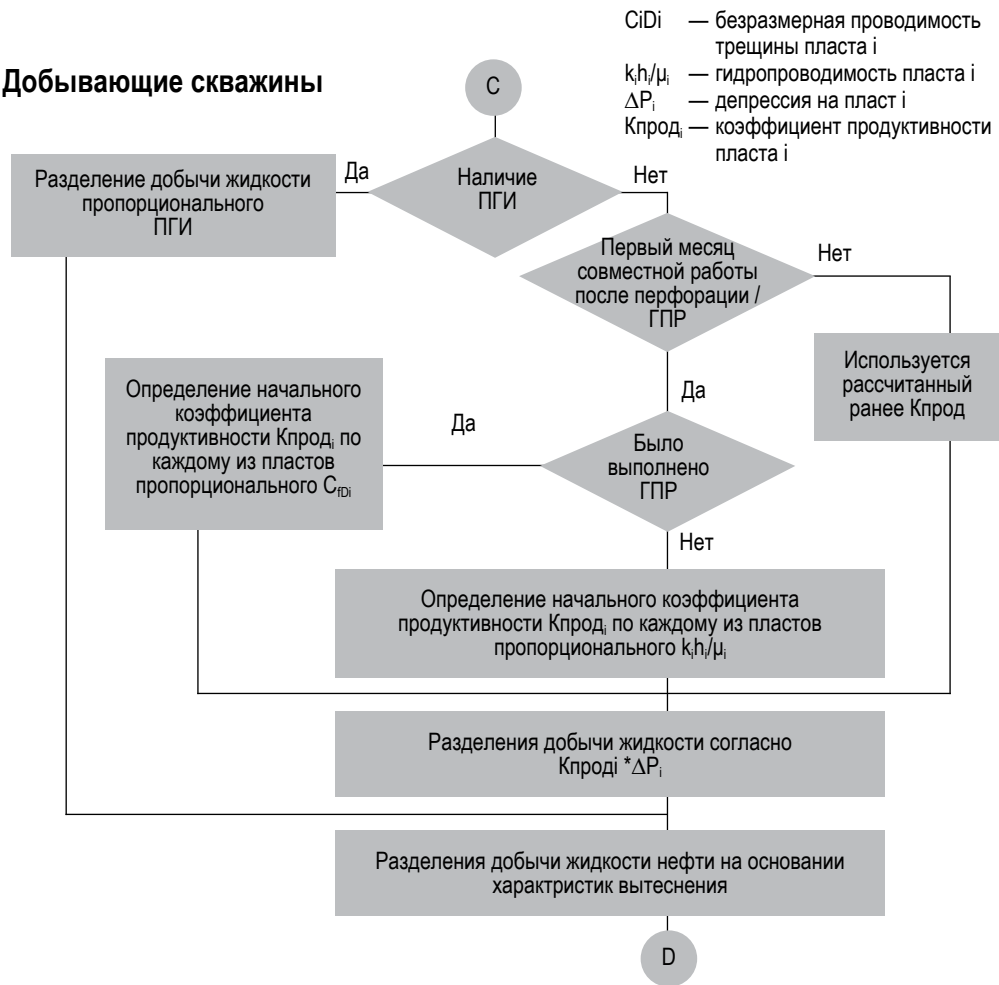
Апробация методики была выполнена на участке одного из месторождений в Западной Сибири. На котором в один эксплуатационный объект объединены два пласта тюменской свиты (рис. 4). Пласты данного объекта характеризуются низкой проницаемостью (менее  $20 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ ), соотношение проницаемостей между пластами 1:5.

Разработка на участке ведётся с 2020 года. Расположение всех добывающих скважин в чисто нефтяной зоне позволило получить входные дебиты нефти со средней обводнённостью 10 %. Ввод



**Рис 3.** Блок-схема методики разделения добычи нефти, жидкости и закачки.  
Источник: составлено автором.

Добывающие скважины



Нагнетательные скважины

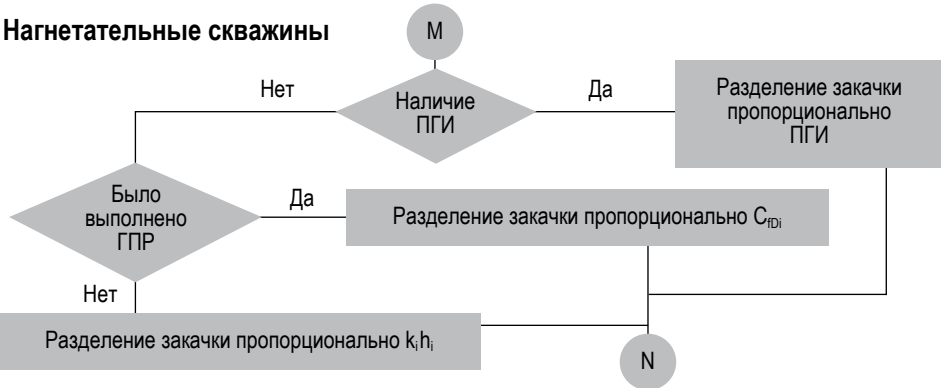
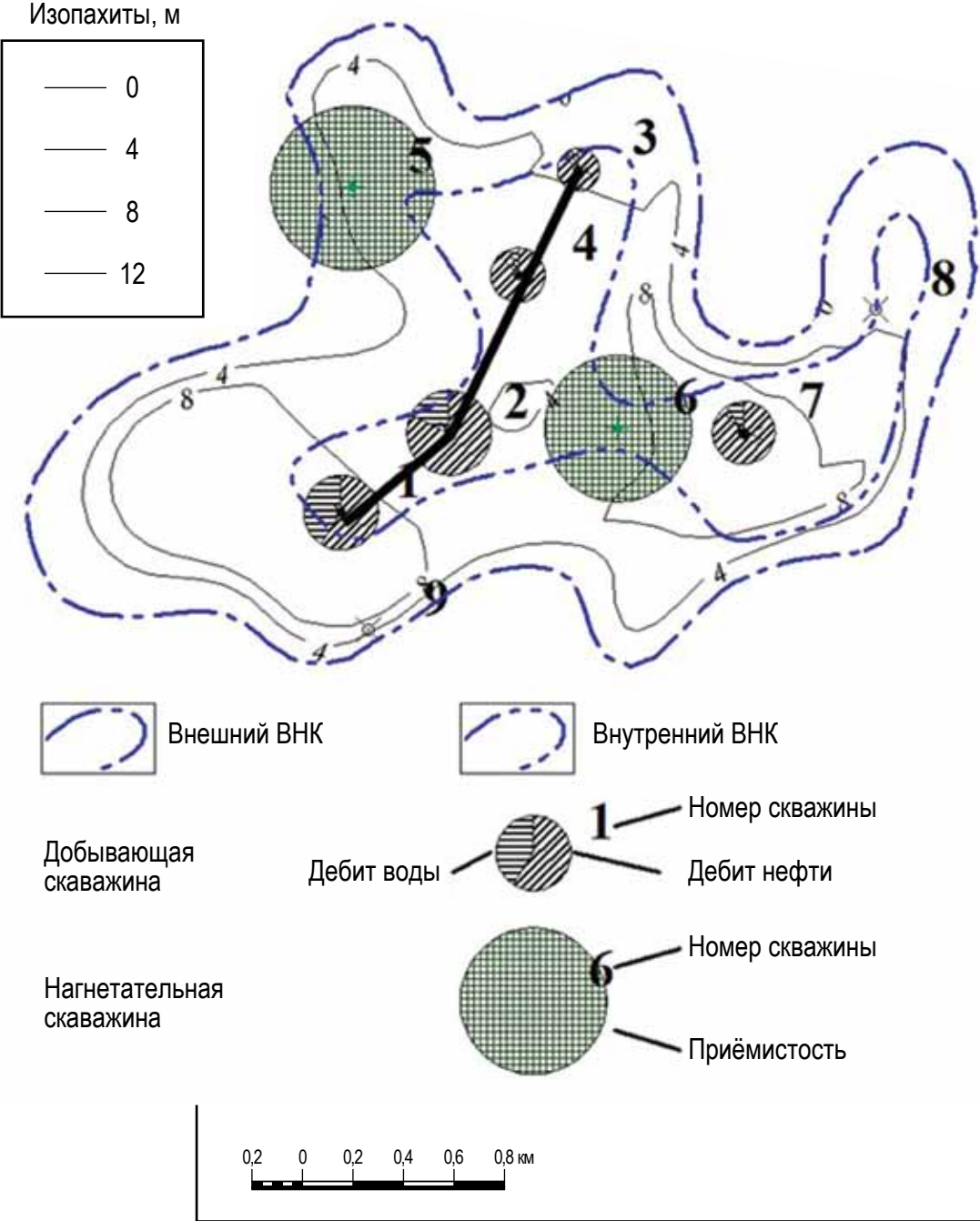


Fig. 3. Flow chart of the technique for oil, liquid production and injection allocation.

Source: compiled by the author.



**Рис. 4.** Участок апробации методики.  
Источник: составлено автором.

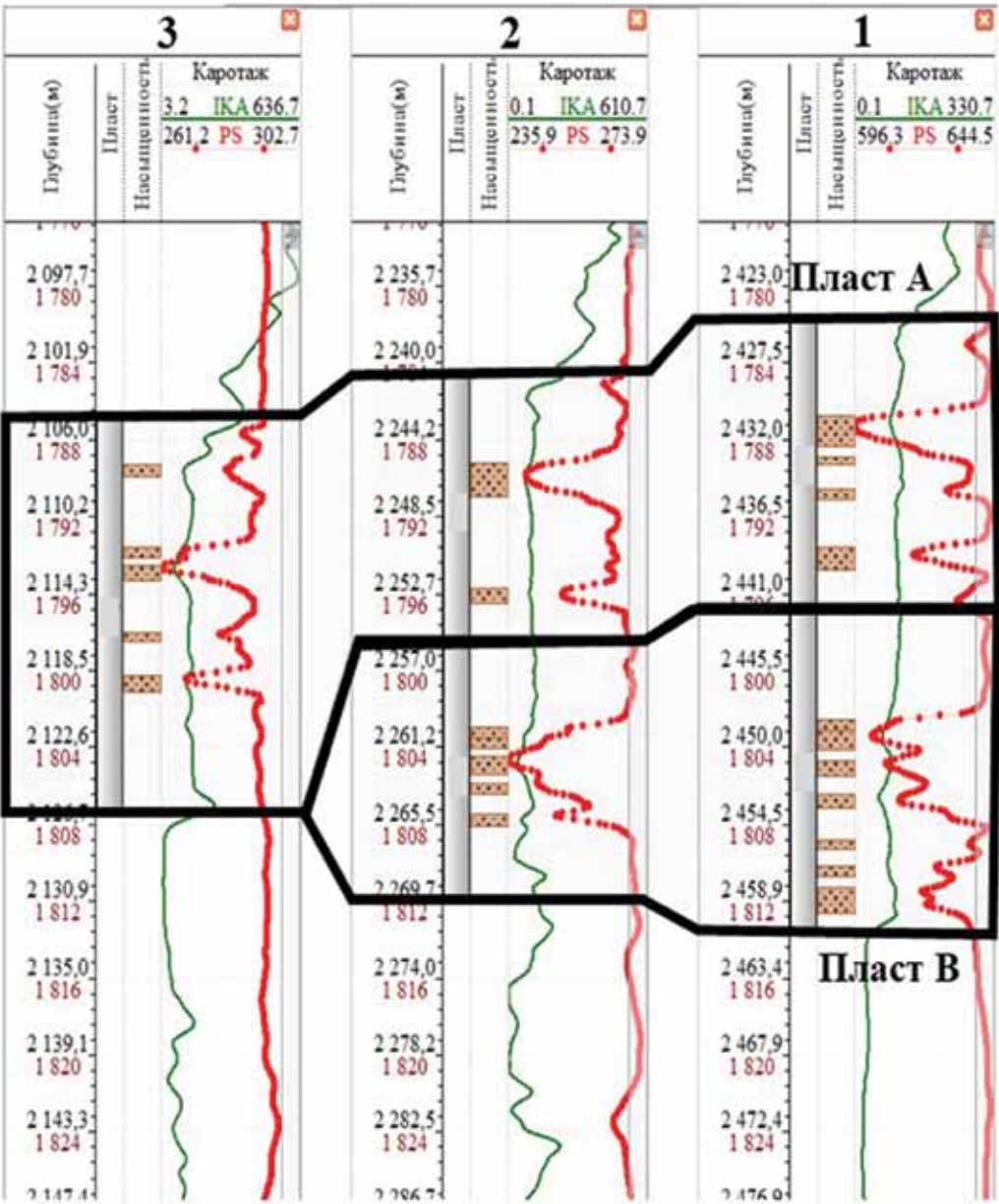


Fig. 4. Section for testing the technique  
Source: compiled by the author.

всех скважин был выполнен с проведением гидроразрыва пласта со средней массой пропанта – 50 т. Исключением стала скважина 5 освоенная под нагнетание без выполнения гидроразрыва.

Для построения характеристик вытеснения по пластам А и В были отобраны скважины с индивидуальным вскрытием каждого из пластов на соседнем участке объекта, разрабатываемом более 10 лет. Были применены часто используемые в практике характеристики вытеснения: Сипачёва-Пасевича, Ткаченко, Пирвердяна, Сазонова. Наилучшее качество аппроксимации достигнуто при использовании характеристики Сипачёва-Пасевича ( $R^2 = 0.998$  для пласта А и  $R^2 = 0.999$  для пласта В).

Полученное в результате расчёта разделение добычи нефти, жидкости и закачки приведено в таблице 3. На основании полученного разделения можно сделать вывод, что выработка запасов по обоим пластам происходит равномерно. Текущее значение обводнённости соответствует отбору от начальных извлекаемых запасов, характеристика выработки благоприятная.

Следует отметить, что закачка воды в пласты осуществляется непропорционально отборам, 79,3 % закачки приходится на пласт А, текущая компенсация при этом составляет 159,8 %. В ходе решения уравнения материального баланса установлено, что непроизводительная закачка в пласт В составляет 35,3 %, в целом по участку – 28,0 %. Значительный объём непроизводительной закачки вероятно связан с расположением нагнетательной скважины 5 близко к контуру нефтеносности и на удалении 730 м от ближайшей добывающей скважины. Подтверждением низкой эффективности закачки в данную скважину может служить снижение дебитов жидкости скважин 3 и 4 относительно начального и переход скважин в режим накопления.

В случае ухудшения энергетического состояния залежи в будущем, рекомендуется создание дополнительных очагов заводнения, а также применение методов выравнивания профиля приёмистости. Например, СОТ-12 позволяющего создавать потокоотклоняющий экран в глубине пласта и избежать снижения приёмистости скважины [20].

Таблица 3.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ЖИДКОСТИ И ЗАКАЧКИ НА УЧАСТКЕ АПРОБАЦИИ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ МЕТОДИКИ

Table 3. Results of oil, liquid production and injection allocation at the site of testing of the improved technique

| Пласт | Разделение добычи нефти, % | Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, % | Текущая обводнённость, % | Разделение добычи жидкости, % | Разделение закачки воды, % | Компенсация текущая, % | Компенсация текущая накопленная, % | Непроизводительная закачка, % |
|-------|----------------------------|-------------------------------------------------|--------------------------|-------------------------------|----------------------------|------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| A     | 61,1                       | 30                                              | 32                       | 58,7                          | 79,3                       | 159,8                  | 86,4                               | 35,3                          |
| B     | 38,9                       | 21                                              | 13                       | 41,3                          | 20,7                       | 58,5                   | 32,8                               | 0                             |
| A+B   | 100,0                      | 26                                              | 22                       | 100,0                         | 100,0                      | 115,1                  | 64,6                               | 28,0                          |

Источник: составлено автором.

Source: compiled by the author.

**Заключение**

1. Задача разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной разработке двух и более пластов является сложной, комплексной и на данный момент не имеет единого и удовлетворительного решения.
2. Предложена усовершенствованная методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки, учитывающая изменение пластового давления, интервалов перфорации, продуктивности пластов, распространение трещин гидроразрыва пласта, а также различный характер обводнения пластов.
3. Усовершенствованная методика апробирована на одном из месторождений Западной Сибири, где для совместной разработки объединены два нефтяных пласта. Выполнено разделение добычи нефти, жидкости и закачки в каждой скважине за весь период разработки, определена выработка запасов по пластам, установлено наличие непроизводительной закачки на участке апробации методики.

**Список источников**

1. Янин А. Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень: ГИП предприятие "Зауралье", 2010. 524 с.
2. Методика раздельного учёта добычи нефти для совместно разрабатываемых пластов с использованием данных промысловой геофизики и гидродинамического моделирования / М. Ю. Данько, А. Н. Шандрыгин, А. О. Дроздов [и др.] // Геология и недропользование. 2022. № 3 (7). С. 74–83.
3. Габдуллина А. Р., Дядянин А. В., Малюшко Д. С. Исследование профиля притока в вертикальных и горизонтальных скважинах: Материалы Международной (заочной) научно-практической конференции (Прага, Чехия, 28 ноября 2017 года). Нефтекамск: Научно-издательский центр «Мир науки», 2017. С. 62–67.
4. Schafer D. Geochemical Oil Fingerprinting – Implications for Production Allocations at Prudhoe Bay Field, Alaska. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver 2011, RPTC 2011 // SPE RPTC. 2011. P. 1–18. <https://doi.org/10.2118/146914-MS>
5. England W. A. Reservoir geochemistry – a reservoir engineering perspective // Journal of petroleum science and engineering. 2007. No. 58. P. 344–354. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.12.012>
6. Bennet B., Adams J., Larter S. R. Oil fingerprinting for production allocation: exploiting the natural variations in fluid properties encountered in heavy oil and oil sand reservoirs // Frontiers + Innovation. 2009. P. 157–160.
7. Применение методов резервуарной геохимии при оценке вклада в добываемую продукцию каждого из двух совместно эксплуатирующихся пластов, содержащих разные по молекулярному составу нефти / А. Я. Куклинский, С. Ю. Штунь, А. Н. Морошкин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 1 (349). С. 39–43. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1\(349\)-39-43](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1(349)-39-43)
8. Русских Е. В., Муринов К. Ю. Применение хроматографического анализа для сопоставления составов нефтей и разделения добычи скважин, эксплуатирующих многопластовые объекты // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 28–32. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-28-32>
9. Сорокин А. В., Войтов О. В., Мулявин С. Ф. Аналитическая методика раздела продукции по совместным скважинам //

- Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2008. № 4. С. 34–39.
10. Аналитическая методика раздела продукции по совместным скважинам / А. В. Сорокин, О. В. Войтов, Н. Р. Криво-ва, С. Ф. Мулявин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 5. С. 43–47.
  11. Onwunye C. C., Onyekonwu M. O. Coupled Model for Analysis of Multilayer Reservoir in Commingled Production // SPE the Nigeria Annual International Conference. 2013. P. 1–9. <https://doi.org/10.2118/167588-MS>
  12. Грезин А. В. Подходы к распределению отборов и закачки по совместно эксплуатируемым пластам многопластового месторождения // Нефтепромысловое дело. 2020. № 10. С. 60–67. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-10\(622\)-60-69](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-10(622)-60-69)
  13. Разработка программы для реализации методики разделения добычи нефти и жидкости при совместной эксплуатации двух и более пластов / С. Ф. Мулявин, Н. Р. Нещадинов, Д. Р. Валеева, А. А. Никеров // Нефтепромысловое дело. 2023. № 9 (657). С. 30–37. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9\(657\)-30-37](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9(657)-30-37)
  14. Мулявин С. Ф., Маслов В. Н. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Часть I: монография. Тюмень: ТИУ, 2016. 264 с.
  15. Методика оценки зон локализации запасов многопластового объекта разработки аналитическим методом / Д. Р. Гильмиев, А. П. Коваленко, Е. А. Хребтова [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2022. № 11. С. 32–36. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-32-36>
  16. Баишеев Б. Т., Исачев В. В., Оганджянц Б. Г. Методы прогноза технологических показателей процесса обводнения по обобщенным характеристикам вытеснения // Нефтяное хозяйство. 1971. № 10. С. 34–39.
  17. Камбаров Г. С., Алмамедов Д. Г., Махмудов Т. Ю. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1974. № 3. С. 22–24.
  18. Меркулова Л. И., Гинзбург А. А. Графические методы анализа при добыче нефти. М.: Недра, 1986. 125 с.
  19. Назаров Н. С., Сипачев Н. В. Методика прогнозирования технологических показателей поздней стадии разработки нефтяных залежей // Известия высших учебных заведений. Серия «Нефть и газ». 1972. № 110. С. 41–45.

20. Расширение области эффективного применения химических методов увеличения нефтеотдачи в низкопроницаемых коллекторах на примере Повховского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» / Р. Р. Махмутов, Ф. С. Салимов, В. В. Макиенко, Д. А. Астафьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 11. С. 81–83.

### References

1. Yanin AN. Problems of Oil Field Development in Western Siberia. Tyumen, State Research Institute "Zauralye" Enterprise; 2010. 524 p. (In Russ.).
2. Danko MYu, Shandrygin AN, Drozdov AO, Salikhov MR, et al. Methodology for Separate Accounting of Oil Production for Jointly Developed Reservoirs Using Production Geophysics and Hydrodynamic Modeling Data. Geology and subsoil use. 2022;3(7):74-83. (In Russ.).
3. Gabdullina AR, Dyadyanin AV, Malyushko DS. Study of the inflow profile in vertical and horizontal wells: proceedings of the international (online) scientific and practical conference, Prague, Czech Republic, November 28, 2017. Neftekamsk: Scientific Publishing Center "World of Science"; 2017;62-67 p. (In Russ.).
4. Schafer D. Geochemical Oil Fingerprinting - Implications for Production Allocations at Prudhoe Bay Field, Alaska. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver 2011, RPTC 2011. SPE RPTC. 2011;1-18. <https://doi.org/10.2118/146914-MS>
5. England WA. Reservoir geochemistry - a reservoir engineering perspective. Journal of petroleum science and engineering. 2007;(58):344-354. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.12.012>
6. Bennet B, Adams J, Larter SR. Oil fingerprinting for production allocation: exploiting the natural variations in fluid properties encountered in heavy oil and oil sand reservoirs. Frontiers + Innovation. 2009;157-160.
7. Kuklinsky AYa, Shtun SYu, Moroshkin AN, Ermolovsky AV. Applying reservoir geochemistry methods to determine performance of each of jointly operated formations with different oil molecular composition. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2021;1(349):39-43. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1\(349\)-39-43](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1(349)-39-43)
8. Russkikh EV, Murinov KYu. Using the chromatographic analysis for comparison of oil compositions and separation of pro-

- duction of wells, exploiting multilayer objects. Oil industry. (In Russ.). 2017;(10):28-32. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-28-32>
9. Sorokin AV, Voitov OV, Mulyavin SF. Analytical methodology for division of production by joint wells. News of higher educational institutions. Oil and gas studies. 2008;(4):34-39. (In Russ.).
  10. Sorokin AV, Voitov OV, Krivova NR, Mulyavin SF. Analytical methodology for sharing production in joint wells. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2008;(5):43-47. (In Russ.).
  11. Onwunyili CC, Onyekonwu MO. Coupled Model for Analysis of Multilayer Reservoir in Commingled Productio. SPE the Nigeria Annual International Conference. 2013;1-9. <https://doi.org/10.2118/167588-MS>
  12. Grezin AV. Approaches to distribution of samples and injection in jointly operated formations of a multi-layer field. Oil-field engineering. 2020;(10):60-67. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-10\(622\)-60-69](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-10(622)-60-69)
  13. Mulyavin SF, Neshchadimov NR, Valeeva DR, Nikerov AA. Development of a program for the implementation of a methodology for separating oil and liquid production during joint operation of two or more formations. Oilfield engineering. 2023;9(657):30-37. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9\(657\)-30-37](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9(657)-30-37)
  14. Mulyavin SF, Maslov VN. Geology and development of oil and gas fields in Western Siberia. Part I: monograph. Tyumen: TIU; 2016. 264 p. (In Russ.).
  15. Gilmiev DR, Kovalenko AP, Khrebtova EA, Yagudin RA, et al. Methodology for assessing the localization zones of reserves of a multi-layer development object using an analytical method. Neftanoe hozajstvo = Oil Industry. 2022;(11):32-36. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-32-36>
  16. Baishee BT, Isaichev VV, Ogandzhanyants BG. Methods for predicting technological indicators of the flooding process based on generalized displacement characteristics. Neftanoe hozajstvo = Oil industry. 1971;(10):34-39. (In Russ.).
  17. Kambarov GS, Almamedov DG, Makhmudov TYu. On the determination of the initial recoverable reserve of an oil field. Azerbaijan Oil Industry Journal. 1974;(3):22-24. (In Russ.).
  18. Merkulova LI, Ginzburg AA. Graphic methods of analysis in oil production. Moscow: Nedra; 1986. 125 p. (In Russ.).
  19. Nazarov NS, Sipachev NV. Methodology for forecasting tech-

nological indicators of the late stage of oil deposit development. News of higher educational institutions. Oil and gas studies. 1972;(110):41-45. (In Russ.).

20. Makhmutov RR, Salimov FS, Makienko VV, Astafiev DA. Expansion of the area of effective application of chemical methods for enhancing oil recovery in low-permeability reservoirs using the example of the Povkhovskoye field of the Povkhneftegaz TPP. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2016;(11):81-83. (In Russ.).

### **Информация об авторе**

**Роман Александрович Нещади́мов** – инженер 1-й категории отдела проектирования, мониторинга и нейросетевой оптимизации разработки Южно-Ягунской группы месторождений, ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, Researcher ID: MGU-8674-2025

### **Information about the author**

**Roman A. Neshchadimov** – 1st Category Engineer of the Department of Design, Monitoring and Neural Network Optimization of the Development of the Yuzhno-Yagunsky Group of Fields, LUKOIL-Engineering, Researcher ID: MGU-8674-2025