

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.109-124>

EDN ОКЕХНФ

УДК: 622.276.432

## **Способ определения периода отработки нагнетательных скважин в низкопроницаемых неоднородных коллекторах**

<sup>1</sup>Плиткина Ю.А., <sup>2</sup>Мамчистова Е.И.

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

## **Method for determining the period of working out of injection wells in low-permeable heterogeneous reservoirs**

<sup>1</sup>Y.A. Plitkina, <sup>2</sup>E.I. Mamchistova

<sup>1</sup>LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

<sup>2</sup>FSBEI HE «Industrial University of Tyumen», Tyumen, Russia

**E-mail: [yaplitkina@tnnc.rosneft.ru](mailto:yaplitkina@tnnc.rosneft.ru)**

**Аннотация.** В работе представляется способ определения индивидуального периода отработки нагнетательных скважин в условиях низкопроницаемых неоднородных коллекторов. Способ основывается на оценке изменения интенсивности реакции (интерференции) проектной нагнетательной скважины, находящейся в режиме добычи, от ввода добывающих скважин окружения.

Для реализации способа требуется расчет двух сценариев на гидродинамической модели и определение первой производной по времени от отношения нормированных дебитов каждой нагнетательной скважины в отработке. Оптимальный период отработки будет соответствовать шагу, на котором первая производная имеет минимальное значение. В этот момент соседние скважины элемента начинают оказывать друг на друга влияние (начинается взаимовлияние) и проектную нагнетательную скважину необходимо переводить под закачку. Найденный представляемым способом период отработки нагнетательных скважин обеспечивает максимизацию накопленной добычи нефти за счет своевременного перевода под закачку.

Предложенный алгоритм требует меньше трудозатрат и вычислительных ресурсов по сравнению с традиционным (многовариантным) способом за счет меньшего количества расчетов на модели.

**Ключевые слова:** *низкопроницаемый коллектор, взаимовлияние скважин, интерференция скважин, режим истощения, элемент заводнения, эффективность системы поддержания пластового давления (ППД), период отработки нагнетательных скважин, динамика дебита скважин, первая производная по времени, накопленная добыча нефти, гидродинамическая модель*

**Для цитирования:** Плиткина Ю.А., Мамчистова Е.И. Способ определения периода отработки нагнетательных скважин в низкопроницаемых неоднородных коллекторах // Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.109-124. - DOI [https:// doi.org/10.25689/NP.2023.1.109-124](https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.109-124). – EDN OKEXHF

**Abstract.** The paper presents a method for determining the individual period of working out of injection wells in conditions of low-permeable heterogeneous reservoirs. The method is based on an assessment of the change in the intensity of the reaction (interference) of the design injection well in the production mode from the launch of neighboring production wells.

To implement the method, it is required to calculate two scenarios on a hydrodynamic model and determine the first time derivative of the ratio of the normalized flow rates of each injection well in development. The optimal period of working out will correspond to the step at which the first derivative has the minimum value. At this point, the neighboring wells of the element begin to influence each other (mutual influence begins) and the design injection well must be transferred for injection. The period of working out of injection wells found by the presented method ensures the maximization of accumulated oil production due to timely transfer for injection.

The proposed algorithm requires less labor and computing resources compared to the traditional (multivariate) method due to fewer calculations on the model.

**Key words:** low-permeability reservoir, well interaction, well interference, depletion mode, flooding element, efficiency of reservoir pressure maintenance system, period of working out of injection well, well flow rate dynamics, first derivative in time, accumulated oil production, hydrodynamic model

**For citation:** Y.A. Plitkina, E.I. Mamchistova Sposob opredeleniya perioda otrabotki nagnetatel'nykh skvazhin v nizkopronitsayemykh neodnorodnykh kollektorakh. [Method for determining the period of working out of injection wells in low-permeable heterogeneous reservoirs]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(33), 2023. pp. 109-124. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.109-124>. EDN OKEXHF (in Russian)

## Введение

В условиях низкопроницаемых коллекторов эффект от перевода нагнетательной скважины под закачку в краткосрочной перспективе сопоставим с добычей этой скважины в отработке на нефть, либо вовсе отсут-

ствуется. В этой связи актуален вопрос определения индивидуального (дифференцированного) периода отработки нагнетательных скважин, который зависит от фильтрационно-емкостных свойств и плотности запасов в районе элемента заводнения, а также от взаимного расположения скважин в системе разработки, расстояния и связности между скважинами [1].

На практике, по причине отсутствия экспресс методик и инструментов определения, продолжительность отработки устанавливается одинаковой для всех нагнетательных скважин согласно проектному документу или определяется совокупностью организационных факторов, а также зависит от значений запускного и текущего дебита, темпа падения дебитов, энергетического состояния и работы окружающих скважин.

Поскольку район каждой скважины индивидуален по геологическим свойствам и степень взаимовлияния между скважинами разная, следует вывод о том, что период отработки проектных нагнетательных скважин также должен быть разным (дифференцированным). Поэтому в настоящей работе представляется способ, позволяющий определить период отработки индивидуально для каждой нагнетательной скважины. Способ основывается на оценке изменения интенсивности реакции (интерференции) проектной нагнетательной скважины, находящейся в режиме добычи, от ввода добывающих скважин окружения» [2, 3].

Разработанный способ запатентован и может применяться для повышения эффективности разработки низкопроницаемых и неоднородных коллекторов на месторождениях аналогах (Патент на изобретение №2740510) [4].

### **Алгоритм реализации способа**

На рис. 1 представлен алгоритм реализации представляемого способа определения индивидуального периода отработки нагнетательных скважин, состоящий из пяти этапов.

## Этап I. Выбор элементов разработки

Выбираются элементы разработки, для которых планируется перевод нагнетательных скважин под закачку. Взаимное расположение нагнетательных и добывающих скважин может быть произвольным.



Рис. 1. Алгоритм реализации способа

## Этап II. Расчет двух сценариев на ГДМ

Формируются прогнозные Сценарии 1 и 2 согласно представленной схеме на рис. 2. Выполняется расчет технологических показателей двух сценариев на гидродинамической модели (ГДМ). Срок прогнозного периода выбирается произвольно (рекомендуется не менее 10 лет). Слишком короткий прогнозный период может не обеспечить достижения необходимой разницы в показателях для проведения дальнейшей оценки периода отработки.

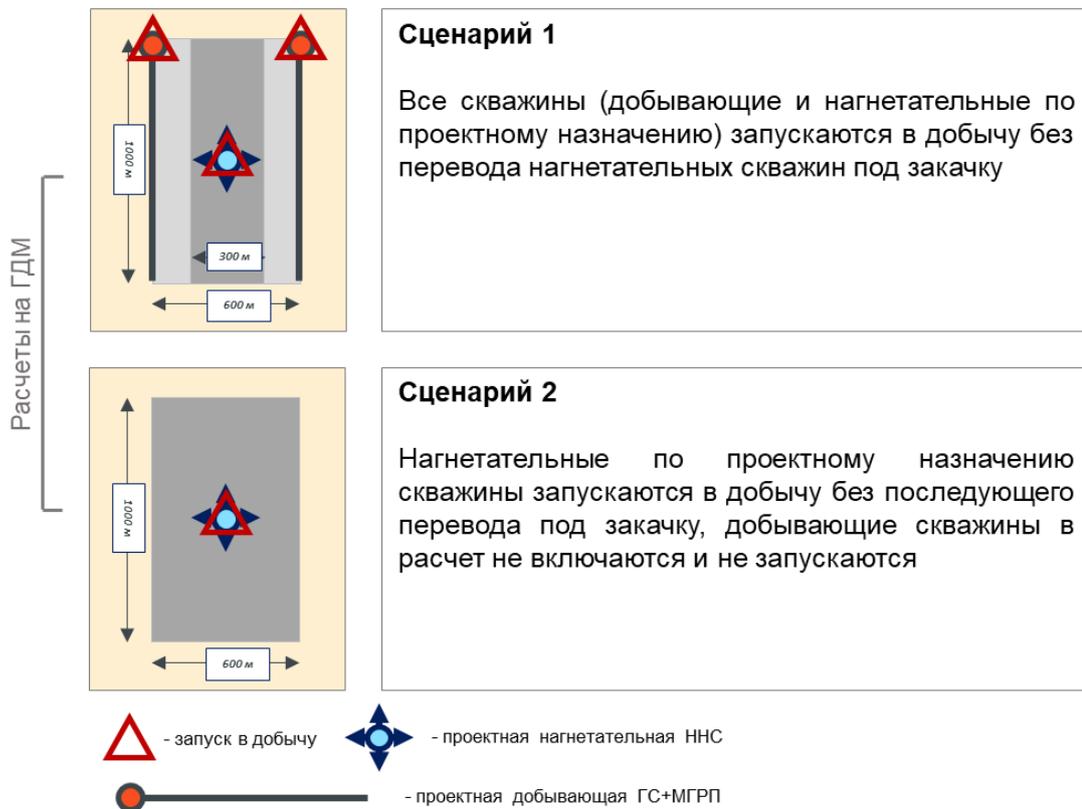


Рис. 2. Схема формирования сценариев

## Этап III. Оценка реакции скважины от ввода соседних добывающих

Для каждой нагнетательной скважины в отработке рассчитывается нормированный дебит нефти в Сценариях 1 и 2 на каждом временном шаге:

$$q_{1k}^H = q_{1k} / q_{10}, \quad q_{2k}^H = q_{2k} / q_{20}, \quad (1)$$

где

$q_{10}$  – начальный дебит нефти в Сценарии 1, т/сут;

$q_{1k}$  – дебит нефти в Сценарии 1 на  $k$ -ом временном шаге, т/сут;

$q_{1k}^H$  – нормированный дебит в Сценарии 1 на  $k$ -ом временном шаге, д.ед.;

$q_{20}$  – начальный дебит нефти в Сценарии 2, т/сут;

$q_{2k}$  – дебит нефти в Сценарии 2 на  $k$ -ом временном шаге, т/сут;

$q_{2k}^H$  – нормированный дебит в Сценарии 2 на  $k$ -ом временном шаге, д.ед.

Далее определяется отношение нормированных дебитов Сценариев 1 и 2:

$$i_k = q_{1k}^H / q_{2k}^H. \quad (2)$$

Затем оценивается реакция скважины от ввода соседних добывающих скважин с помощью первой производной по времени от отношения  $i$ :

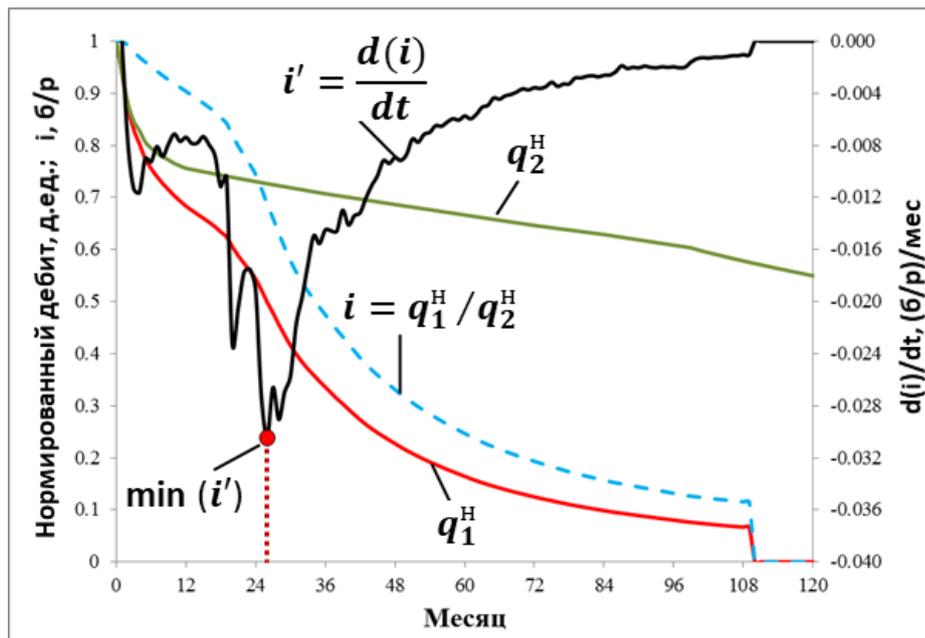
$$i'_k = \frac{d(i_k)}{dt}. \quad (3)$$

#### Этап IV. Оценка периода отработки

В результате определяется период отработки нагнетательной скважины, соответствующий расчетному шагу, на котором величина первой производной  $i'$  достигает минимального значения за счет наступления момента интерференции между скважинами (**Ошибка! Источник ссылки не найден.** 3), после чего проектную нагнетательную скважину необходимо переводить под закачку.

#### Этап V. Оценка эффекта

В завершении проводится финальный расчет на ГДМ с заданием индивидуального периода отработки для каждой нагнетательной скважины и определяется объем дополнительной добычи нефти по отношению к варианту с единым периодом отработки для всех нагнетательных скважин.



$q_1^H$  - нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в отработке в Сценарии 1

$q_2^H$  - нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в отработке в Сценарии 2

$i = q_1^H / q_2^H$  - отношение нормированных дебитов нефти  $q_1^H$  и  $q_2^H$

$i' = \frac{d(i)}{dt}$  - первая производная по времени от отношения нормированных дебитов нефти

$\min(i')$  - минимальное значение первой производной по времени, определяющее период отработки нагнетательной скважины на нефть

**Рис. 3. Определение периода отработки нагнетательной скважины**

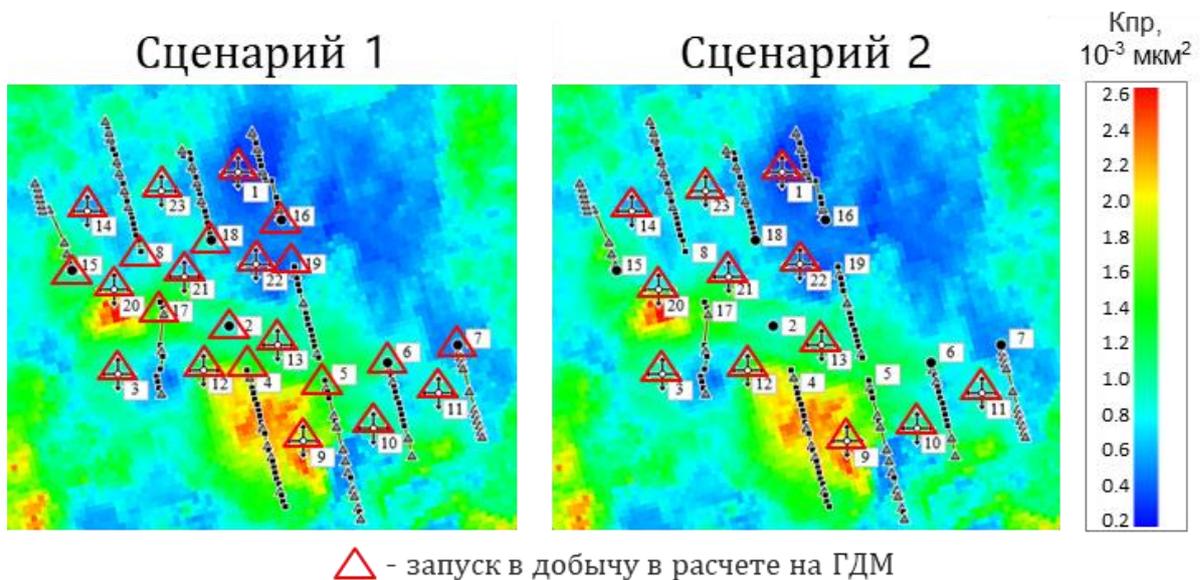
### Результаты расчетов

Для проведения расчетов и реализации описанного способа использована секторная гидродинамическая модель участка тюменской свиты (объект ЮК<sub>2-9</sub>, средняя проницаемость по керну менее  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, чисто нефтяная зона), охватывающая проектный фонд одной кустовой площадки. Нагнетательные по проектному назначению скважины №№ 1, 3, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 20, 21, 22, 23 являются наклонно-направленными с гидроразрывом пласта (ННС+ГРП). Добывающие скважины №№ 4, 5, 6, 7, 8, 15, 16, 17, 18, 19 имеют горизонтальное окончание с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС+МГРП). Одна добывающая скважина №2 пробурена как ННС+ГРП с целью доразведки и изучения разреза.

Согласно Этапам I и II алгоритма определены элементы разработки и сформировано два сценария, по которым выполнены гидродинамические расчеты на секторной модели (Рис. 4):

- Сценарий 1: все скважины (добывающие и нагнетательные по назначению) запускаются в добычу в соответствии с планируемой датой ввода без перевода нагнетательных скважин под закачку.

- Сценарий 2: нагнетательные скважины запускаются в добычу в соответствии с планируемой датой ввода без перевода под закачку, добывающие скважины остаются в бездействии.



**Рис. 4. Формирования сценариев на секторной модели**

На рис. 5 представлены результаты вычислений нормированных дебитов нефти Сценария 1 и Сценария 2, их отношений, первой производной отношения дебитов и моменты времени, на которых первая производная имеет минимальные значения, определяющие оптимальный период отработки нагнетательных скважин.

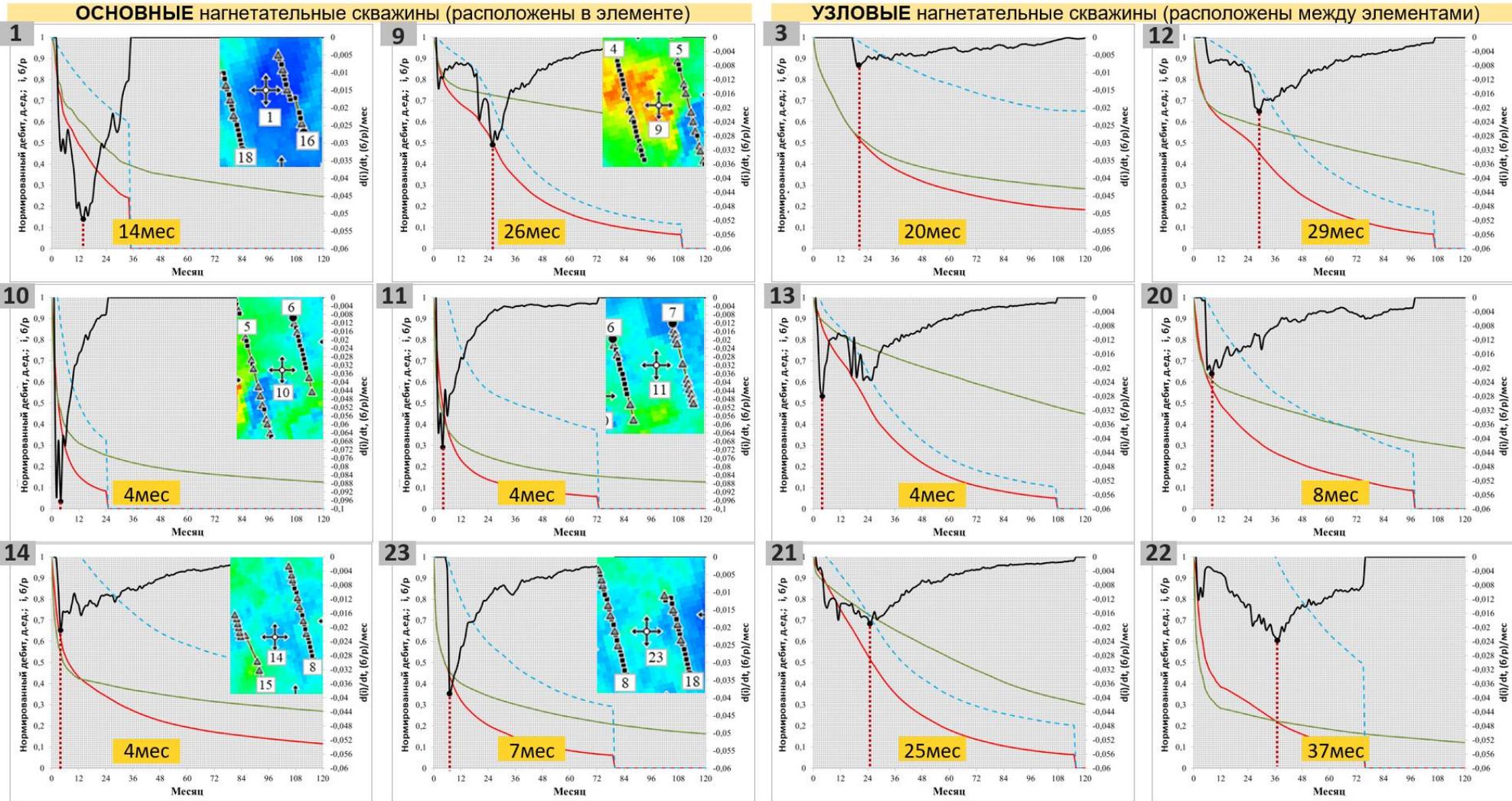


Рис. 5. Индивидуальные периоды отработки по основным и узловым нагнетательным скважинам (условные обозначения представлены на рис. 3)

По 6-ти основным нагнетательным скважинам, которые размещены в элементе между ГС, поведение первой производной (на рис. 5 - черная линия) характеризуется четко выраженным наличием минимального значения – это связано с более сильным взаимовлиянием скважин в элементе по сравнению с узловыми скважинами. По узловым нагнетательным скважинам, размещенным между элементами заводнения в ряду [5], поведение производной более «размытое», так как узловая нагнетательная скважина взаимодействует с несколькими элементами.

В итоге для каждой нагнетательной скважины оценен следующий индивидуальный период отработки (Табл. 1):

- по основным скважинам – от 4 до 26 мес (в среднем – 10 мес);
- по узловым скважинам – от 4 до 37 мес (в среднем – 21 мес).

Таблица 1

***Индивидуальный период отработки нагнетательных скважин***

Номер нагнетательной скважины	ОСНОВНЫЕ нагнетательные скважины (расположены в элементе)						УЗЛОВЫЕ нагнетательные скважины (расположены между элементами)					
	№1	№9	№10	№11	№14	№23	№3	№12	№13	№20	№21	№22
Индивидуальный период отработки, мес	14	26	4	4	4	7	20	29	4	8	25	37

Степень дифференциации индивидуальных периодов отработки по скважинам (Рис. 5, Табл. 1) зависит от фильтрационно-емкостных свойств (проницаемость, плотность запасов и др.), связности коллектора в межскважинном пространстве и взаимного расположения скважин относительно друг друга.

**Сравнение результатов**

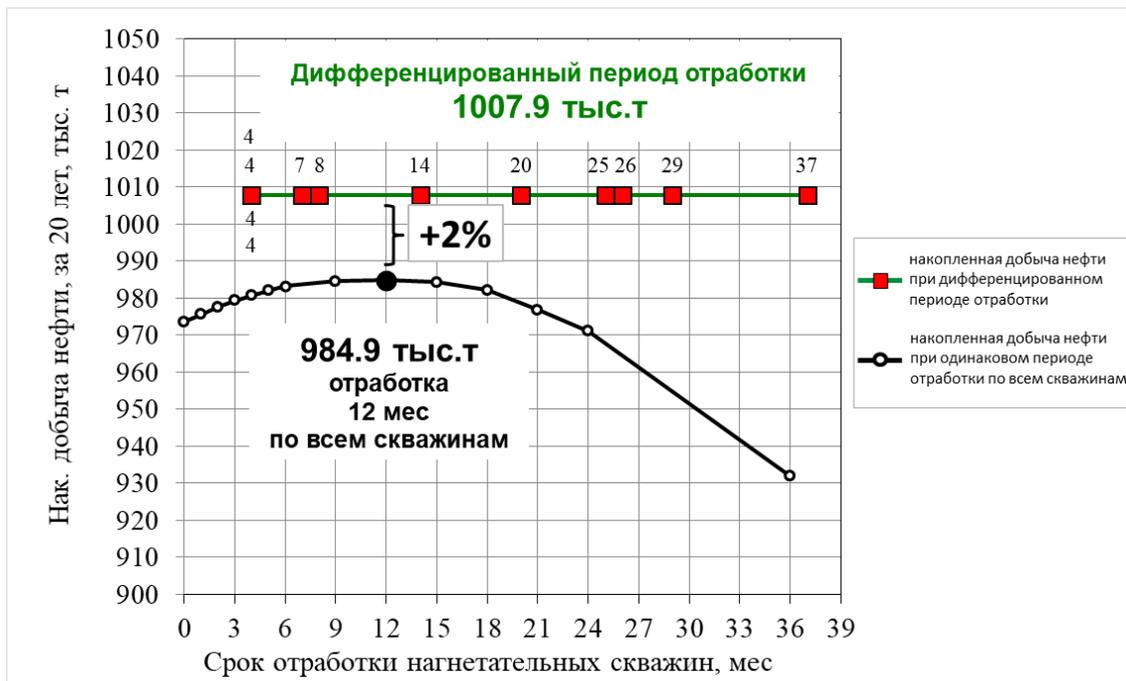
Для оценки достоверности результатов проведен сравнительный анализ интегральных показателей по величине накопленной добычи нефти

двух способов определения периода отработки нагнетательных скважин: традиционный способ (многовариантные расчеты) и рассматриваемый способ (расчет двух сценариев).

Традиционный способ с многовариантными расчетами применяется, как правило, при обосновании периода отработки в рамках подготовки проектно-технических документов (ПТД) на разработку месторождений и основывается на результатах гидродинамических расчетов набора вариантов. Суть вариантов заключается в последовательном переборе одинакового срока отработки для всех нагнетательных скважин. Полученная накопленная добыча нефти для каждого варианта фиксируется на общем графике (на рис. 6 - черная линия) в соответствие с заданным периодом отработки. Таким образом, получается график значений накопленной добычи нефти по вариантам с наличием перегиба (максимальное значение на графике). Затем по точке перегиба определяется период отработки, обеспечивающий наибольший накопленный отбор.

В рассматриваемом примере период отработки, найденный традиционным способом по всем скважинам, составил 12 мес, при котором накопленная добыча нефти за 20-летний период разработки оценивается максимальной и составляет 984,9 тыс.т.

Важный вывод заключается в том, что найденный традиционным способом период отработки, одинаковый для всех нагнетательных скважин, не обеспечивает максимального значения накопленной добычи нефти. В рассмотренном примере, при задании индивидуального периода отработки для каждой скважины, получено большее значение накопленной добычи – на уровне 1007,9 тыс.т (на рис. 6 - зеленая линия). По сравнению с традиционным способом прирост составил 2 % [2, 3].



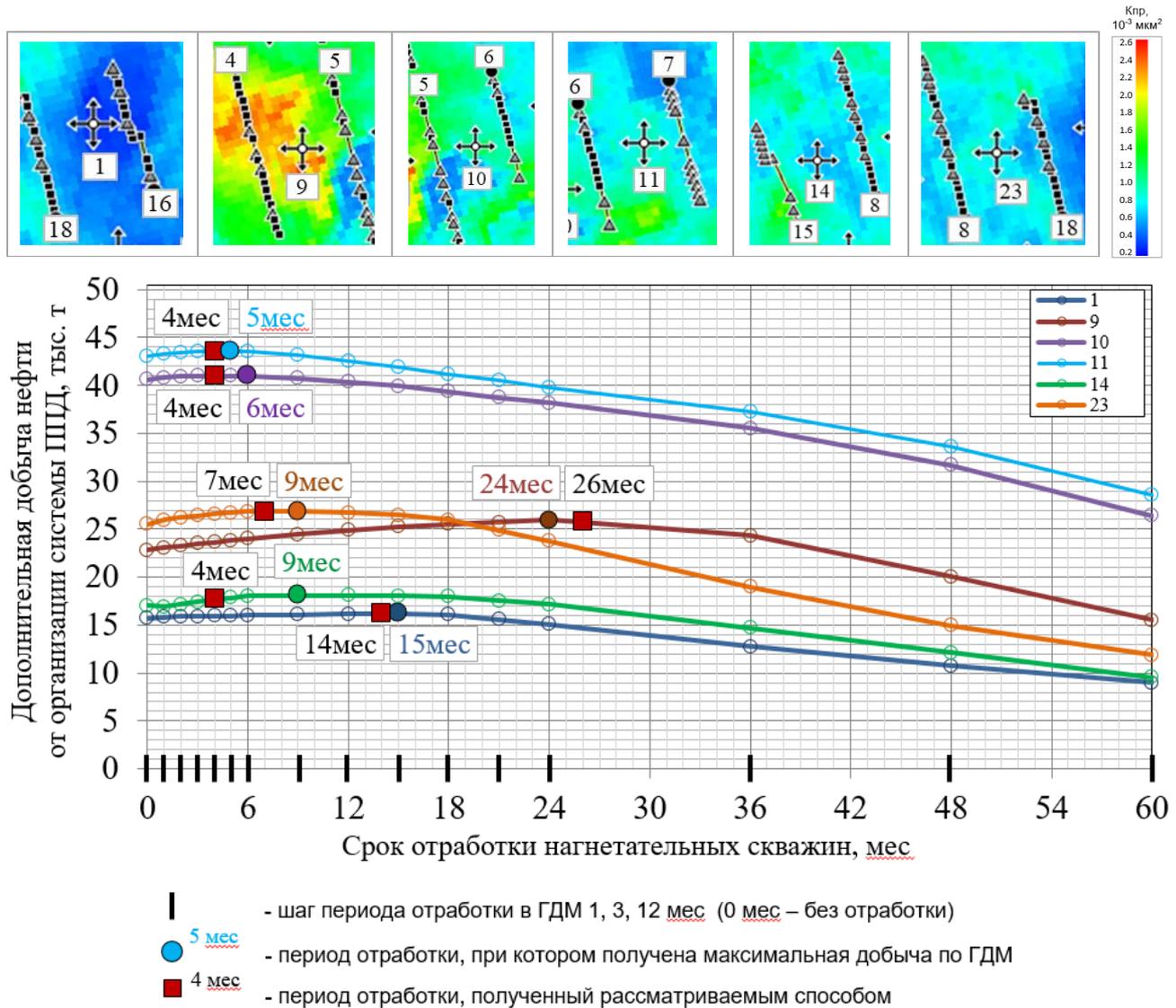
**Рис. 6. Сравнение накопленной добычи нефти при дифференцированных и одинаковых периодах отработки**

Таким образом, представляемый в работе способ имеет преимущество перед традиционным способом, так как позволяет своевременно переводить под закачку каждую нагнетательную скважину и тем самым максимизировать накопленную добычу нефти.

### Проверка максимизации накопленной добычи нефти

Для проверки максимизации накопленной добычи нефти используем поскважинные результаты из многовариантных гидродинамических расчетов традиционного подхода. Анализ изменения дополнительной накопленной добычи нефти в зависимости от периода отработки (от 0 до 60 месяцев) проведен для основных нагнетательных скважин №№1, 9, 10, 11, 14, 23, расположенных в элементах заводнения (Рис. 7. Сравнение периодов отработки скважин, полученных традиционным подходом и рассматриваемым способом

7). По узловым нагнетательным скважинам, расположенным между элементами, детальный анализ не проводился в виду сложности оценки дополнительной добычи от организации системы ППД.



**Рис. 7. Сравнение периодов отработки скважин, полученных традиционным подходом и рассматриваемым способом**

Общее количество вариантов традиционного подхода составило – 16 (от 0 до 6 месяцев – с шагом 1 месяц, от 6 до 24 месяцев – с шагом 3 месяца, от 24 до 60 месяцев – с шагом 12 месяцев), включая базовый вариант на режиме истощения, относительно которого оценен эффект от организации системы ППД (оценка дополнительной добычи нефти).

В результате определены периоды отработки (на Рис. 7. *Сравнение периодов отработки скважин, полученных традиционным подходом и рассматриваемым способом*

7 – закрашенные цветные точки), при которых получена максимальная дополнительная добыча по элементу. Например, по скважине №11 (голубая линия) получен период отработки 5 месяцев.

Далее по каждой скважине отмечены периоды отработки, полученные рассматриваемым в статье способом (на рис. 7 – красные квадраты). Так по скважине №11 определен период отработки 4 месяца. Отличие от результата, полученного традиционным способом, составило 1 месяц.

В итоге по всем основным нагнетательным скважинам получена высокая сходимость (среднее расхождение – 2 месяца), что свидетельствует о достоверности результатов способа, представляемого в работе.

Таким образом, с помощью многовариантных расчетов на ГДМ проведена проверка и подтверждение того, что найденный представляемым способом индивидуальный (дифференцированный) период отработки нагнетательных скважин обеспечивает максимизацию накопленной добычи нефти.

## **Выводы**

1. Разработан способ определения дифференцированного периода отработки для каждой проектной нагнетательной скважины, основанный на анализе реакции (интерференции) от запуска добывающих скважин окружения.

2. Применение дифференцированного периода отработки позволяет прирастить накопленную добычу нефти относительно варианта с одинаковым сроком отработки для всех нагнетательных скважин, найденным традиционным способом.

3. С помощью многовариантных расчетов на ГДМ проведена проверка и подтверждение того, что дифференцированный период отработки нагнетательных скважин обеспечивает максимизацию накопленной добычи нефти по каждому элементу.

4. Разработанный способ требует меньше трудозатрат и вычислительных ресурсов по сравнению с традиционным (многовариантным) способом за счет меньшего количества расчетов на ГДМ.

#### Список литературы

1. Плиткина Ю.А., Мамчистова Е.И. Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Красноленинского месторождения // Материалы национальной научно-технической конференции «Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А.П. Телкова и А.Н. Лапердина». г. Тюмень: ТИУ. – 2022. – С. 115-119.
2. Плиткина Ю.А., Патраков Д.П., Кондратов Э.О., Никифоров Д.В., Гладких М.А. Обоснование оптимального времени отработки нагнетательных скважин на низкопроницаемом объекте тюменской свиты с трудноизвлекаемыми запасами // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №8. – С. 102-105.
3. Плиткина Ю.А. Повышение эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемых неоднородных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – №3. – С. 63-78.
4. Патент на изобретение № 2740510 Российская федерация, МПК E21B 43/20 (2006.01). Способ определения оптимального периода отработки на нефть нагнетательных скважин для низкопроницаемых коллекторов / Патраков Д.П., Плиткина Ю.А., Кондратов Э.О., Никифоров Д.В., Гладких М.А.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Тюменский нефтяной научный центр». Заявка № 2020104632; заявл. 31.01.2020; опубл. 14.01.2021, Бюл. № 2. – 10 с.
5. Дикалов Д.В., Патраков Д.П., Плиткина Ю.А., Гладких М.А., Никифоров Д.В., Лескин Ф.Ю., Жарков А.В., Судеев И.В. Влияние узловых нагнетательных скважин на эффективность системы разработки тюменской свиты на месторождениях ПАО «НК Роснефть» // Нефтяная провинция. – 2020. – №4(24). – С. 149-162.

#### References

1. Plitkina Y.A., Mamchistova E.I. Features of the development of low-permeability reservoirs of the Tyumen suit of the Krasnoleninsky field [Materials of the National Scientific and Technical conference «Solving applied problems of oil and gas production based on the classical works of A.P. Telkov and A.N. Laperdin»]. Tyumen: IUT, 2022, pp. 115-119. (in Russian)
2. Plitkina Y.A., Patrakov D.P., Kondratov E.O., Nikiforov D.V., Gladkikh M.A. Obosnovanie optimalnogo vremeni otrabotki nagnetatelnykh skvazhin na nizkopronitsaemom obekte tyumenskoy svity s trudnoizvlekaemyimi zapasami [Substantiation of optimum duration of injection well operation in low-permeability Tyumen-suite production target with hard-to-recover reserves]. Neftyanoye Khozyaistvo, 2019, No. 8, pp. 102 – 105. (in Russian)
3. Plitkina Y.A. Efficiency of reservoir pressure maintenance system in low-permeable heterogeneous reservoirs. [News of higher educational institutions. Oil and gas.]. 2021, No. 3, pp. 63-78. (in Russian)
4. Patrakov D.P., Plitkina Y.A., Kondratov E.O., Nikiforov D.V., Gladkikh M.A. Patent for invention No. 2740510 Russian Federation, IPC E21B 43/20 (2006.01). A method for determining the optimal period of working out for oil injection wells for low-permeability

- reservoirs. Applicant and patent holder LLC «Tyumen Petroleum Research Center». Application No. 2020104632; application No. 31.01.2020; publ. 14.01.2021, Bul. No. 2. – 10 p. (in Russian)
5. Dikalov D.V., Patrakov D.P., Plitkina Y.A., Gladkikh M.A., Nikiforov D.V., Leskin F.Y., Zharkov A.V., Sudeev I.V. Vliyanie uzlovyh nagnetatel'nyh skvazhin na jeffektivnost' sistemy razrabotki Tjumenskoj svity na mestorozhdenijah PAO «NK «Rosneft'» [Influence of link injection wells on the efficiency of the Tyumen formation development system at the fields of Rosneft oil company]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(24), 2020. pp. 149-162. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.149-162>. (in Russian)

### **Сведения об авторах**

*Плиткина Юлия Александровна*, заместитель начальника управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1  
E-mail: [yaplitkina@tnc.rosneft.ru](mailto:yaplitkina@tnc.rosneft.ru)

*Мамчистова Елена Ивановна*, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»  
Россия, 625000, Тюмень, ул. Мельникайте, 70  
E-mail: [mamchistovaei@tyuiu.ru](mailto:mamchistovaei@tyuiu.ru)

### **Authors**

*Y.A. Plitkina*, Deputy Head of department, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation  
E-mail: [yaplitkina@tnc.rosneft.ru](mailto:yaplitkina@tnc.rosneft.ru)

*E.I. Mamchistova*, Candidate of Technical Science, docent, FSBEI HE «Industrial University of Tyumen»  
70, Melnikayte st., Tyumen, 625000, Russian Federation  
E-mail: [mamchistovaei@tyuiu.ru](mailto:mamchistovaei@tyuiu.ru)

*Статья поступила в редакцию 22.02.2023*  
*Принята к публикации 20.03.2023*  
*Опубликована 30.03.2023*