

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.123-140>

EDN LFOUPU

УДК 622.276.432

**Оптимизация режимов работы нагнетательных скважин  
на основе анализа линий тока и матрицы дренирования,  
реализованных в гидродинамическом симуляторе**

*Копнышева А.Р., Романов А.С., Жубанов А.Т., Пурицкис Я.В.*

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

**Optimization of injection well operation based on the analysis of  
flow paths and drainage matrix implemented  
in reservoir simulator**

*A.R. Kopynsheva, A.S. Romanov, A.T. Zhubanov, Ya.V. Puritskis*

*Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia*

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

**Аннотация.** В работе описан алгоритм оптимизации режимов работы нагнетательных скважин, основанный на использовании матрицы дренирования и линий тока. Изменение режимов работы нагнетательных скважин позволяет скорректировать темп закачки воды и приемистость нагнетательных скважин с целью увеличения коэффициента охвата пласта заводнением и выравнивания фронта вытеснения нефти водой. Своевременный контроль процесса заводнения и изменение режимов нагнетательных скважин позволят предотвратить преждевременное обводнение добывающих скважин, увеличить их продуктивность и коэффициент извлечения нефти (КИН).

**Ключевые слова:** оптимизация режимов, элемент заводнения, коэффициент охвата, неравномерность выработки, застойные зоны, изменение режимов закачки, нагнетательные скважины, добывающие скважины, матрица дренирования, усиление закачки

**Для цитирования:** Копнышева А.Р., Романов А.С., Жубанов А.Т., Пурицкис Я.В. Оптимизация режимов работы нагнетательных скважин на основе анализа линий тока и матрицы дренирования, реализованных в гидродинамическом симуляторе // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 123-140. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.123-140>. - EDN LFOUPU

**Abstract.** The paper describes an algorithm for optimization of injection well operation parameters based on drainage matrix and flow paths. Modification of injection well operation parameters enables adjustment of water injection rates and injectivity of injection wells to increase waterflood sweep efficiency and improve conformance of oil-water displacement front. Timely monitoring of waterflood performance and modification of injection well operation parameters will prevent premature flooding of production wells, increase oil productivity and oil recovery factor.

**Keywords:** *optimization of well operation, waterflood grid element, sweep efficiency, nonuniform depletion, bypassed oil zones, modification of water injection strategy, injection wells, production wells, drainage matrix, increase of injection rates*

**For citation:** A.R. Kopnysheva, A.S. Romanov, A.T. Zhubanov, Ya.V. Puritskis Optimizatsiya rezhimov raboty nagnetatel'nykh skvazhin na osnove analiza liniy toka i matritsy drenirovaniya, realizovannykh v gidrodinamicheskom simulyatore [Optimization of injection well operation based on the analysis of flow paths and drainage matrix implemented in reservoir simulator]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(36), 2023. pp. 123-140. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.123-140>. EDN LFOUPU (in Russian)

## Введение

Заводнение – ключевая технология разработки месторождений нефти и главный инструмент гидродинамического регулирования. Поэтому проблемы анализа эффективности систем заводнения и оптимального регулирования систем разработки всегда были актуальными и еще более обострились при расширенном использовании горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали (ГС с БОВ).

Задачу управления разработкой пластов можно решать как на сложных гидродинамических моделях, так и с использованием аналитических или полуаналитических численных моделей. Одна из таких моделей – модель трубок тока Хиггенса-Лейтона, которая позволяет учесть непоршневой характер вытеснения и реальную расстановку скважин, но не позволяет в полной мере учитывать неоднородность пласта по фильтрационно-емкостным свойствам [1].

Одним из основных показателей эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) нефтяных месторождений является коэффициент охвата ( $K_{\text{охв}}$ ) залежей вытеснением. Коэффициент охвата является

важнейшим при выборе оптимального варианта разработки и определяется как отношение нефтенасыщенного объема продуктивного пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему этого пласта [2, 3].

Авторами статей [2, 3] предложено вычислять коэффициент охвата прямым способом с использованием специальных информационных возможностей метода линий тока, рассчитывать время дренирования ячеек моделей и дренируемых поровых объемов. Кроме коэффициента охвата можно рассчитать дренируемые и недренируемые геологические запасы нефти, плотность распределения подвижных запасов и оконтурить зоны дренирования каждой из добывающих скважин для нанесения на геологические карты. Одним из доступных вариантов управления заводнением, характеризующимся простотой реализации и низкими экономическими затратами, являются гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи, связанные, в первую очередь, с изменением режимов работы скважин, направленным на перераспределение фильтрационных потоков и вовлечение в разработку слабодренируемых зон.

Например, авторы работы [4] предлагают дифференцировать дренируемые поровые объемы и рассчитывать компенсацию отборов закачкой по скважинам, а нагнетательные скважины классифицировать по эффективности воздействия на систему добывающих скважин.

Однако определение рациональных режимов работы скважин для решения данной проблемы является нетривиальной задачей, имеющей широкий спектр способов решения [5].

В работе [6] представлен алгоритм построения единой фиксированной трубки тока между нагнетательной и добывающей скважинами. Представленный алгоритм продемонстрирован на примере двумерной задачи двухфазной фильтрации в однородном пласте постоянной толщины для трех элементов заводнения, соответствующих схемам расстановки верти-

кальных скважин – стандартной и обращенной четырехточечной, пятиточечной и семиточечной. Для указанных элементов заводнения построены эффективные трубки тока, относительная ширина которых приближена кусочно-линейными функциями.

В работе [8] на основе моделирования разработки нефтяного месторождения методом линий тока были определены коэффициенты эффективности закачки для нагнетательных скважин. Перераспределение закачки позволило увеличить среднюю эффективность закачки, снизить текущую обводненность продукции, повысить текущую и накопленную добычу нефти. При расчете соблюдались ограничения на забойное давление нагнетательных скважин, которое не должно превышать давление гидро разрыва пласта, и суммарный объем закачиваемой воды. Прирост накопленной добычи нефти на конец прогнозного периода составил 18,8 тыс. м<sup>3</sup>.

### **Описание объекта исследования**

На нефтегазоконденсатном месторождении, расположенном на шельфе в акватории Охотского моря, основным способом воздействия на нефтяные оторочки и нефтяные залежи является нагнетание воды. Закачка воды осуществляется ниже начальной отметки водонефтяного контакта в сочетании с закачкой воды в контур нефтеносности.

В качестве примера разновидности такого воздействия на нефтегазоконденсатную залежь предлагается рассмотреть пласт У. Отложения пласта У на месторождении накапливались преимущественно в обстановках склона с частичным влиянием приливно-отливных процессов.

Основной коллектор пласта У был сформирован в результате работы крупной системы распределительных каналов и областей разгрузки в виде лопастей выноса обломочного материала. Частично песчаный материал переоткладывался в виде линейных баровых тел, что наиболее характерно для второстепенного коллектора в интервале верхней части пласта.

На долю пласта У приходится 12 % от начальных геологических запасов нефти всего объекта. Запасы нефти в интервале пласта У дренируются в 13 добывающих скважинах, из них 10 включают оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации, 2 скважины пробурены с горизонтальным заканчиванием и 1 скважина совместная с вертикальным заканчиванием. Закачка воды осуществляется в 3 нагнетательные скважины, из которых 2 горизонтальные и 1 с оборудованием для одновременно-раздельной закачки (ОРЗ).

На момент проведения исследований текущая добыча нефти из пласта составляла 904 тыс.т, текущий КИН – 0,143 доли ед., коэффициент вытеснения – 0,608, обводненность – 35 %, газовый фактор – 478 м<sup>3</sup>/т.

### **Постановка задачи, текущие параметры разработки**

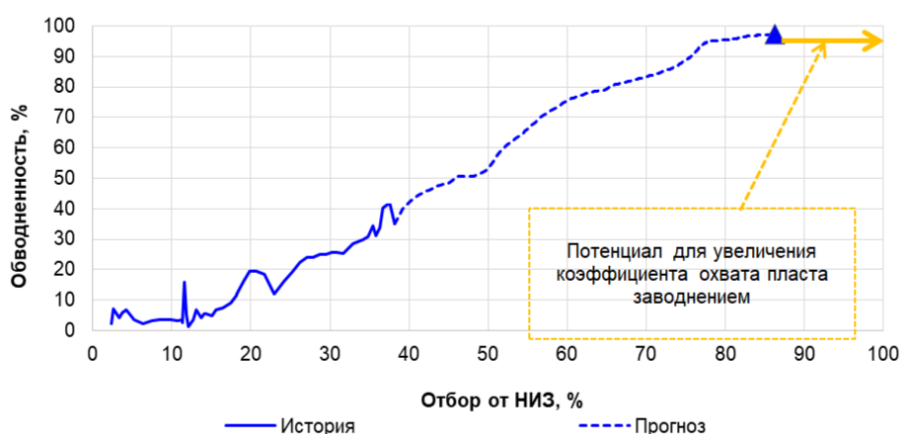
Известно, что неравномерность выработки пласта приводит к таким последствиям, как различие в темпе обводнения скважин, образование застойных зон, в которых остаточные запасы нефти практически не вовлекаются в разработку, что приводит к низкой эффективности охвата пласта процессом заводнения.

Причинами неравномерной выработки запасов являются: неоднородность пласта по проницаемости, как зональная, так и латеральная, разница в толщинах пласта, различное расстояние между скважинами при неравномерной сетке, различия в скин-факторе (например, в компоновке/способе заканчивания), а также различные депрессии на пласт по скважинам одной системы разработки. Также фактором неравномерности выработки запасов являются период и время работы скважин, поскольку от этого зависят остаточные извлекаемые запасы, приходящиеся на скважины одной системы разработки в определенный момент времени.

Существует множество технологий для увеличения коэффициента охвата пласта заводнением:

- гидродинамические методы включают применение циклического заводнения;
- физико-химические методы в основном направлены на выравнивание профиля приемистости и фронта нагнетания агента;
- уплотняющее бурение, различные геолого-технические мероприятия (ГТМ) по интенсификации притока, в том числе изоляционные работы.

В данной работе предложен метод изменения режимов закачки по нагнетательным скважинам, который не требует дополнительных затрат и может быть отнесен к гидродинамическим методам увеличения нефтеотдачи (МУН). Для начала необходимо проанализировать эффективность системы заводнения рассматриваемой залежи. Для этого была построена зависимость обводненности от накопленных отборов от НИЗ. Результаты прогнозных расчетов на гидродинамической модели показали, что при сохранении текущих режимов работы нагнетательных скважин через 30 лет при обводненности продукции пласта 97 % отбор от НИЗ может составить 85 % (Рис. 1). При дальнейшем росте обводненности отбор от НИЗ не увеличивается. По графику (Рис. 1) можно оценить потенциал увеличения отборов от НИЗ при той же обводненности на конец прогноза (обозначен «стрелкой»). Основной причиной низкого коэффициента охвата является высокая расчлененность.



**Рис. 1. Зависимость обводненности от отборов от НИЗ**

В следующем разделе статьи предлагается рассмотреть усовершенствованный алгоритм расчета оптимизации режимов нагнетательных скважин, применение которого позволит повысить добычу нефти по рассматриваемому пласту.

### Алгоритм расчета оптимизации режимов нагнетательных скважин

Предложенный алгоритм основан на перераспределении закачки между нагнетательными скважинами. Основой для расчета является матрица дренирования. Параметры матрицы получены в гидродинамическом симуляторе, в котором рассчитывались объемы нагнетаемого агента, затраченные на добычу определенного объема нефти по каждой добывающей скважине (Табл. 1).

Таблица 1

*Матрица дренирования пласта У, полученная на ГДМ*

Добывающие скважины («Приток»)			Нагнетательные скважин («Отток»)		
Скважина	Жидкость, м <sup>3</sup>	Нефть, м <sup>3</sup>	Скважина	Жидкость, м <sup>3</sup>	Нефть, м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6
Резервуар	1846896	0	INJ-1	1006963	0
			INJ-2	398622	0
			INJ-3	441311	0
PROD-1	1471850	585031	Резервуар	1175952	415857
			INJ-1	295601	168982
			INJ-2	297	192
PROD-2	1328691	292510	Резервуар	1296488	287386
			INJ-1	27217	4517
			INJ-2	4987	607
PROD-3	402182	134010	Резервуар	402182	134010
PROD-4	368751	26974	Резервуар	218801	24329
			INJ-1	49765	1099
			INJ-3	100185	1547
PROD-5	1049242	345016	Резервуар	1026463	337323
			INJ-2	10298	3377
			INJ-3	12481	4316
PROD-6	1319786	252444	Резервуар	1319786	252444
PROD-7	104204	26301	Резервуар	98069	25021
			INJ-2	6135	1280
PROD-8	2541547	986735	Резервуар	1065786	394157

			INJ-1	43178	18295
			INJ-2	773180	308304
			INJ-3	659402	265978
PROD-9	97734	34959	Резервуар	72660	25990
			INJ-2	20564	7355
			INJ-3	4510	1613
PROD-10	6129902	1827395	Резервуар	4618011	1476874
			INJ-1	1321430	320706
			INJ-2	131017	20279
			INJ-3	59444	9536
PROD-11	1210043	485434	Резервуар	1093576	441902
			INJ-1	105733	40963
			INJ-3	10735	2569
PROD-12	916572	262905	Резервуар	796254	213895
			INJ-1	117651	47479
			INJ-2	2668	1531
PROD-13	3170206	1042759	Резервуар	2902299	981902
			INJ-2	195137	44870
			INJ-3	72770	15986

Из табл. 1 видно, что нагнетательная скважина с реагирующими добывающими скважинами составляет один элемент заводнения (ЭЗ). Матрица дренирования количественно показывает влияние нагнетательных скважин и резервуара на добывающие скважины. Линии тока (Рис. 2) позволяют качественно оценить эффективность заводнения.

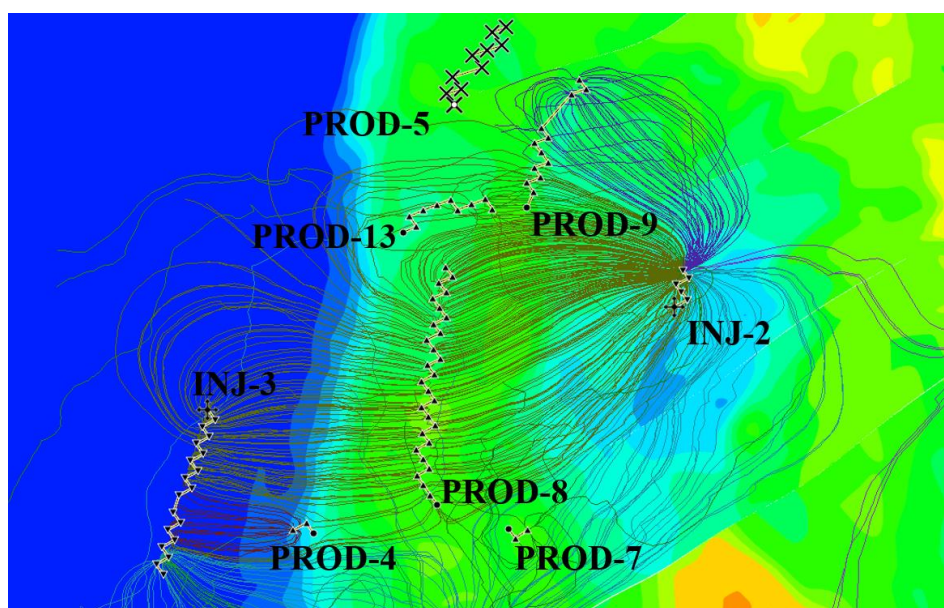


Рис. 2. Линии тока между скважинами



Матрица дренирования отражает баланс объемов добытой и закачанной жидкостей. При оценке эффективности системы ППД по матрице дренирования наблюдаются следующие процессы:

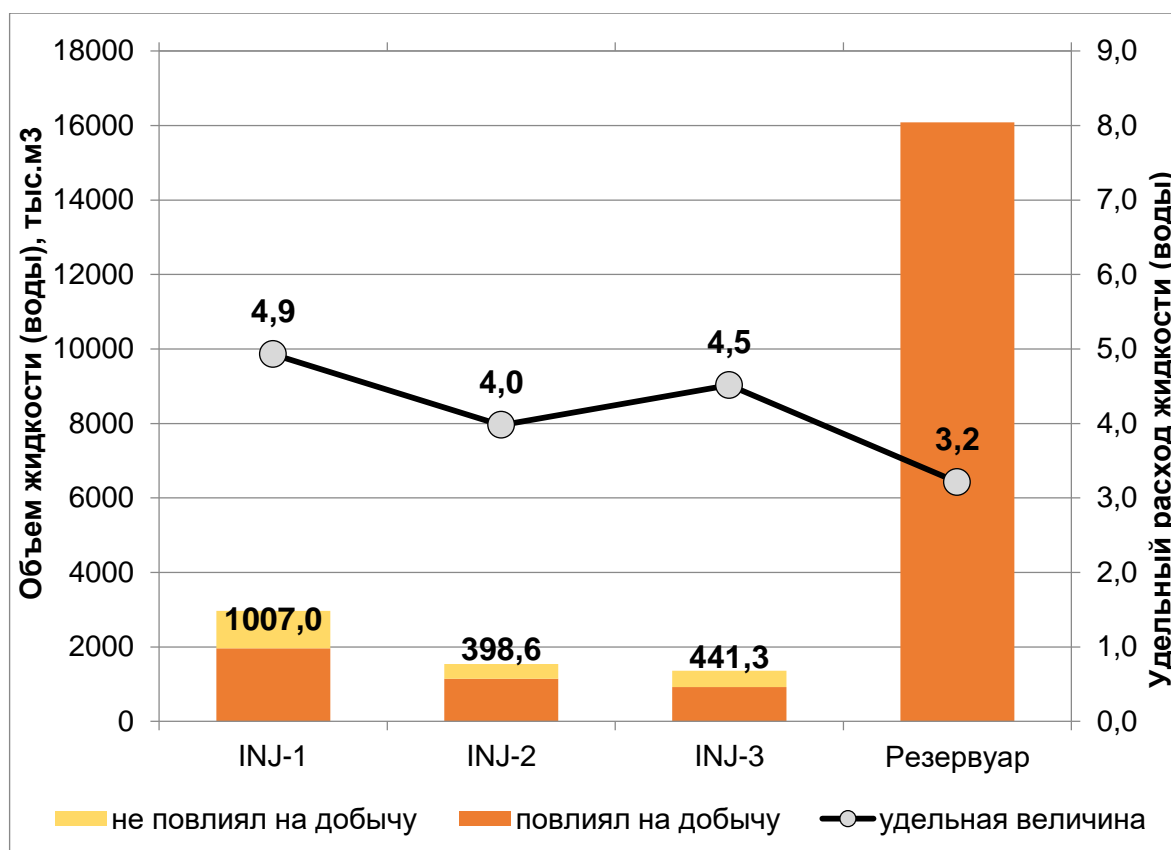
- в случае закачки воды в нагнетательные скважины часть воды, совершая полезную работу по вытеснению, поступает в добывающие скважины вместе с нефтью, а часть, не совершая полезной работы, остается в резервуаре;
- из резервуара определенный объем жидкости (в том числе нефти) поступает в добывающие скважины.

Используя данные табл. 1, можно рассчитать объем воды, закачанной в каждую нагнетательную скважину, который остался в резервуаре и не повлиял напрямую на добычу нефти:

$$1\ 006\ 963\ \text{м}^3\ (\text{в INJ-1}) + 398\ 622\ \text{м}^3\ (\text{в INJ-2}) + 441\ 311\ \text{м}^3\ (\text{в INJ-3}) = \\ 1\ 846\ 896\ \text{м}^3\ (\text{закачано в резервуар})$$

Также можно рассчитать влияние нагнетательной скважины в элементе заводнения на каждую добывающую.

Например, скважиной PROD-1 всего добыто 585 031 м<sup>3</sup> нефти, из которых 415 857 м<sup>3</sup> добыто за счет влияния резервуара, 168 982 м<sup>3</sup> – за счет влияния скважины INJ-1 и 192 м<sup>3</sup> – за счет влияния скважины INJ-2. Аналогично, можно произвести расчеты объемов добытой нефти и объема закачанной воды (непосредственно повлиявшей на добычу нефти) относительно всех нагнетательных скважин, просуммировав значения в шестом и пятом столбцах табл. 1 для каждой нагнетательной скважины, а также рассчитать объем воды, ушедшей в резервуар, и влияние резервуара на добычу нефти. Также с целью оценки эффективности системы ППД был рассчитан удельный объем жидкости (воды) за исторический период, необходимый для добычи 1 м<sup>3</sup> нефти (Рис. 3).



*Рис. 3. Распределение закачки по нагнетательным скважинам*

Элемент заводнения с нагнетательной скважиной «INJ-1» оказывает наименьшее влияние на процесс вытеснения нефти, так как по нему получена наибольшая доля закачки, не влияющей на добычу нефти. Резервуар также влияет на процесс вытеснения и объемы добытой нефти, хотя и является менее обводняющим по отношению ко всем вышеперечисленным элементам заводнения. Удельный расход жидкости показывает, что для различных нагнетательных скважин или элементов заводнения (ЭЗ) соотношение закачиваемой воды к добытой нефти отличается. Это обусловлено тем, что в процессе разработки поршневого вытеснения нефти водой от нагнетательных к добывающим скважинам не происходит (высокая расчленённость). Согласно анализу линий тока часть закачиваемой воды поступает в резервуар, не совершая полезной работы по продвижению нефти к забоям добывающих скважин (Рис. 2).

Очевидно, что для увеличения коэффициента охвата вытеснением необходимо увеличить темпы закачки в нагнетательные скважины в зонах, где на нагнетательные скважины приходится большие ОИЗ, и наоборот снизить закачку в зонах, характеризующихся низким потенциалом ОИЗ, не увеличивая объем суммарной закачки по скважинам. Для этого предлагается алгоритм действий, когда значения, полученные по матрице дренирования, используются для корректировки технологических режимов нагнетательных скважин.

Далее представлен алгоритм действий при пересчете режимов закачки:

1. На первом этапе рассчитывается текущая (за последние несколько месяцев) средняя обводненность элемента заводнения. Её можно вычислить по формуле (1) через величины жидкости и нефти, добытые за счет нагнетательной скважины из окружающих (реагирующих) добывающих скважин:

$$f_{vj} = 1 - \frac{\sum q_{Hij}}{\sum q_{Жij}} \quad (1),$$

где  $f_{vj}$  – доля воды (обводненность) для  $j$ -го ЭЗ относительно  $j$ -ой нагнетательной скважины,  $q_{Hij}$  – добыча нефти  $i$ -х добывающих скважин за счет закачки в  $j$ -тую нагнетательную скважину;  $q_{Жij}$  – добыча жидкости  $i$ -х добывающих скважин за счет закачки в  $j$ -тую нагнетательную скважину.

2. На втором этапе рассчитанную приведенным способом обводненность и фактическую накопленную добычу нефти за счет воздействия нагнетательной скважины следует использовать для расчета ОИЗ <sub>$j$</sub>  по элементу заводнения. В данном случае величину ОИЗ можно рассчитать по формуле (2):

$$\text{ОИЗ}_j = \frac{\sum Q_{Hij} (1 - f_{vj})}{f_{vj}} \quad (2),$$

где  $Q_{n_{ij}}$  - накопленная добыча нефти  $i$ -х добывающих скважин за счет закачки в  $j$ -тую нагнетательную скважину. Стоит уточнить, что здесь важна не столько абсолютная, сколько относительная (относительно других ЭЗ) оценка ОИЗ, что позволяет соотнести эффективность различных нагнетательных скважин и рассчитать оптимальные приемистости.

3. На третьем этапе по формуле (3) рассчитывается оптимальная приемистость по каждой нагнетательной скважине. Физический смысл формулы представляет собой долю закачки от всех нагнетательных скважин, которая должна быть пропорциональна доли ОИЗ исследуемой скважины относительно всех запасов.

$$q_{закj} = \frac{ОИЗ_j}{\sum ОИЗ_j} \sum q_{закj} \quad (3)$$

где  $\sum ОИЗ_j$  - суммарные ОИЗ,  $\sum q_{закj}$  - суммарная закачка (приемистость).

Иными словами, оптимизация приемистости нацелена на увеличение темпов извлечения в районах с большими остаточными запасами.

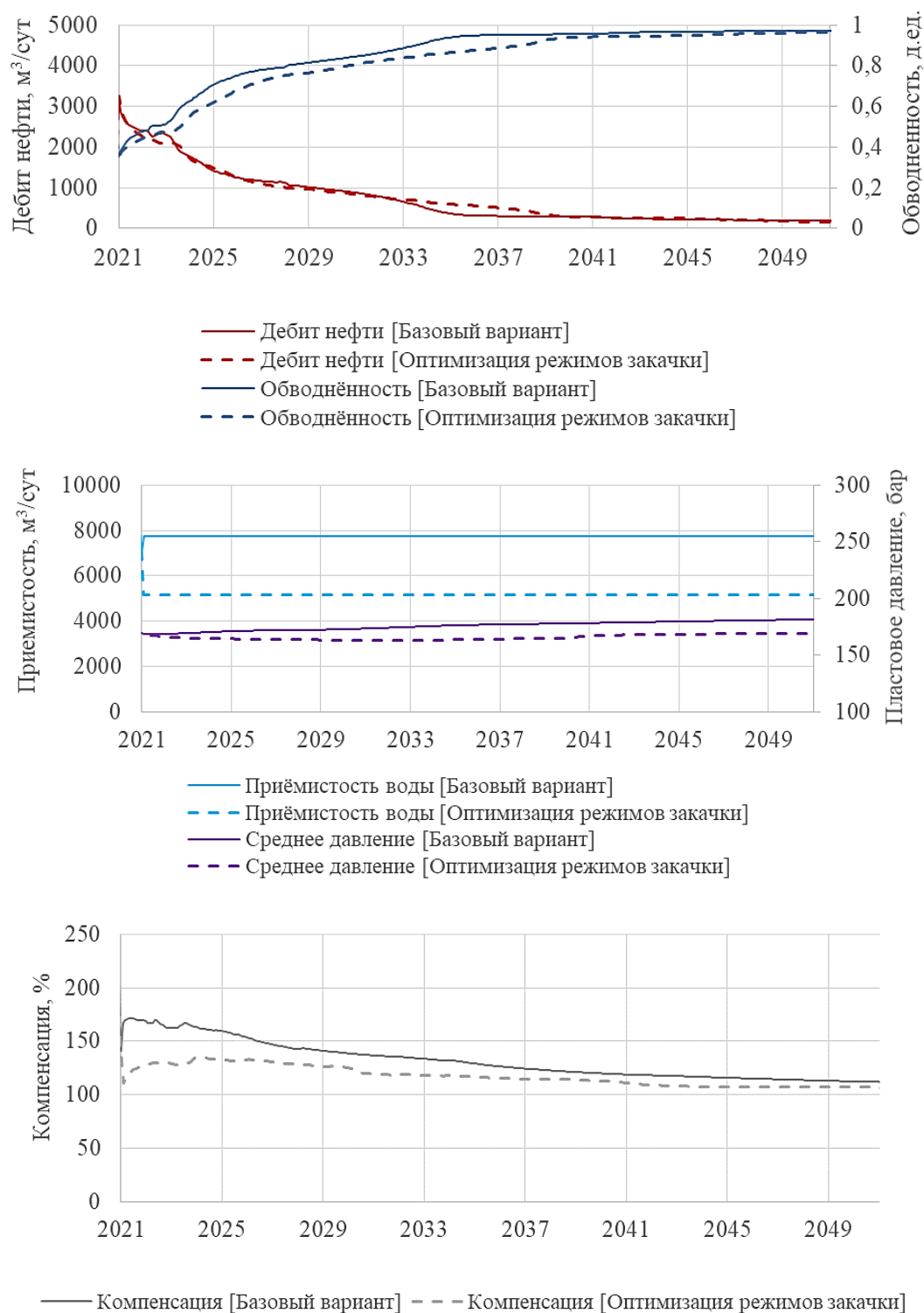
4. Далее полученные приемистости используются в альтернативном прогнозном расчете, результаты которого сравниваются с базовым прогнозом.

Поскольку соотношение ОИЗ меняется в процессе вытеснения нефти водой, режимы также могут быть уточнены и скорректированы, поэтому расчет режимов работы нагнетательных скважин повторяется неоднократно за прогнозный период.

### Результаты расчета

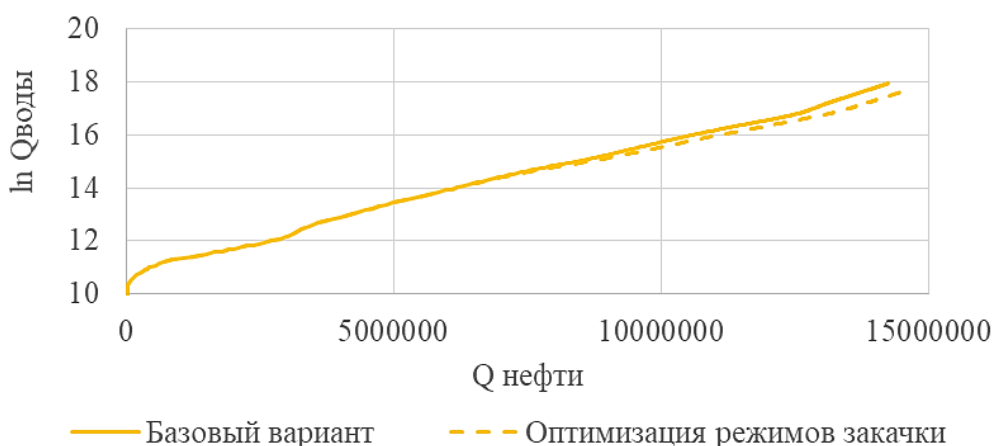
По результатам расчетов на гидродинамической модели (ГДМ) дополнительная добыча нефти по альтернативному варианту за прогнозный период (30 лет) составила 169 тыс. тонн нефти, при этом объем попутно добываемой воды уменьшился на 17,8 млн. м<sup>3</sup> при снижении уровня общей закачки на 29,2 млн. м<sup>3</sup>. Отметим, что в базовом варианте объем закачки

сохранялся на последнем историческом уровне. Текущие показатели разработки для базового и альтернативного вариантов показаны на графиках (Рис. 4).



**Рис. 4. Текущие показатели по двум вариантам на период прогноза**

С использованием характеристик вытеснения было оценено, как режимы закачки по нагнетательным скважинам влияют на охват пласта процессом заводнения. Для этого были построены характеристики вытеснения по формуле М.И. Максимова [7] (Рис. 5) и рассчитаны прогнозируемые НИЗ. По варианту с оптимизацией режимов закачки прирост НИЗ в сравнении с базовым вариантом составил 388 тыс. т нефти, ОИЗ – 219 тыс. т.



**Рис. 5. Характеристики вытеснения М.И. Максимова для двух вариантов**

В варианте с оптимизацией режимов закачки общая закачка была значительно снижена, однако возможен вариант и с сохранением закачки на уровне базового варианта. В таком случае необходимо учитывать возможности инфраструктуры по созданию требуемых давлений для закачки целевых объемов воды, а также учитывать риски по возникновению трещин автоГРП в нагнетательных скважинах, которые могут негативно отразиться на эффективности процесса вытеснения нефти.

Применение матрицы дренирования позволяет рассматривать систему разработки пласта комплексно с учетом всех скважин и их взаимовлияния, а не по участкам или очагам, поэтому эффект достигается за счет учета влияния элементов заводнения друг на друга. Так, если бы элементы заводнения находились на отдалении друг от друга (в разных залежах), то усиление закачки в ЭЗ с большим количеством ОИЗ приводило бы только

к ускорению выработки его запасов, снижение закачки в ЭЗ с меньшим количеством ОИЗ – только к замедлению выработки. Однако то, что ЭЗ находятся во взаимосвязи и влияют друг на друга, то выравнивание темпов отбора от ОИЗ по ЭЗ позволило в целом увеличить коэффициент охвата пласта и сделать заводнение управляемым.

### **Заключение**

Таким образом, применение описанного алгоритма позволило увеличить коэффициент охвата пласта заводнением с 0,546 до 0,563 доли ед., увеличить добычу нефти на 169 тыс.т и повысить эффективность закачки при совершении полезной работы по вытеснению нефти. Предложенная авторами методика может найти применение при оптимизации добычи жидкости, исходя из потребностей инфраструктуры рассматриваемого месторождения.

### Список литературы

1. Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Ялов П.В., Ефимова Н.П., Ломакина О.В., Штейнберг Ю.М., Миронов Д.Т. Усовершенствованный метод трубок тока Хиггинса-Лейтона для моделирования заводнения нефтяных месторождений. // Федеральное государственное учреждение «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук», ivan@afanaskin.ru. УДК 622.276.43:531.3. с.1-13
2. Кашик А.С., Костюченко С.В. Расчет текущего коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании. // ОАО «Центральная геофизическая экспедиция». С. 1-13.
3. Костюченко С.В., Черемисин Н.А., Емельянов А.Н. Локализация текущих извлекаемых запасов нефти и прямой расчет охвата вытеснением в геолого-технологических моделях нелинейной фильтрации. // Методы и модели системного анализа. // Труды ИСА РАН. Том 69. 4/2019. с. 29-37.
4. Костюченко С.В., Зимин С.В. Количественный анализ эффективности систем заводнения на основе моделей линий тока. // Нефтяное хозяйство, 1/2005. – С. 56-61.
5. Костюченко С.В. Прямой расчет текущего коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании. Нефтяное хозяйство, № 10, 2006, с. 58-61.
6. Поташев К.А., Мазо А.Б. (2020). Численное моделирование локального воздействия на нефтяной пласт с применением фиксированных трубок тока для типичных схем заводнения. // Георесурсы, 22(4), с. 70–78. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.70-78>.
7. Савельев В.А., Токарев М.А., Чинаров А.С. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи: // Учебное пособие. Ижевск: Издательский дом «Удмуртский университет», 2008.– 147 с.
8. P. V. Pyatibratov, Zammam M. Waterflooding optimization based on the streamline method and solving the linear programming problem. Reservoir and Petroleum Engineering, № 2, 2022, с. 153-163.

### References

1. Afanaskin I.V., Volpin S.G., Yalov P.V., Yefimova N.P., Lomakina O.V., Shteinberg Yu.M., Mironov D.T. Improved Higgins and Leighton stream tubes method for modeling of oil field waterflooding. Scientific Research Institute of System Analysis of the Russian Academy of Sciences, pp. 1-13 (in Russian)
2. Kashik A.S., Kostyuchenko S.V. Raschet tekushchego koeffitsienta okhvata vytesneniem pri geologo-gidrodinamicheskom modelirovanii [Estimation of current sweep efficiency during geological and reservoir simulation modeling]. Central Geophysical Expedition, pp.1-13. (in Russian)
3. Kostyuchenko S.V., Cheremisin N.A., Emelyanov A.N. Lokalizatsiya tekushchikh izvlekaemykh zapasov nefti i pryamoy raschet okhvata vytesneniem v geologo-tekhnologicheskikh modelyakh nelineynoy fil'tratsii [Localization of current recoverable oil reserves and direct estimation of displacement efficiency in geological and reservoir simulation models of nonlinear flow]. Methods and models of system analysis. Proceedings of the Scientific Research Institute of System Analysis of the Russian Academy of Sciences, Vol. 69, 4/2019, pp. 29-37 (in Russian)
4. Kostyuchenko S.V., Zimin S.V. Efficiency quantitative analysis of flooding systems based on flow line models. Neftyanoe Khozaistvo [Oil Industry], 1/2005, pp. 56-61. (in Russian)



5. Kostyuchenko S.V. Direct calculation of the current sweep efficiency at geologic-hydrodynamic modeling. Neftyanoe Khozaistvo [Oil Industry]. 2006, No. 10, pp. 58-61. (in Russian)
6. Potashev K.A., Mazo A.B. Numerical modeling of local effects on the petroleum reservoir using fixed streamtubes for typical waterflooding schemes. Georesursy [Georesources]. 2020, 22(4), pp. 70-78. (in Russian) DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.70-78>.
7. Savelev V.A., Tokarev M.A., Chinarov A.S. Geologo-promyslovye metody prognoza nefteotdachi [Geological and field methods of oil recovery forecast]. Izhevsk: Udmurt University Publ., 2008. P. 147 (in Russian)
8. P. V. Pyatibratov, Zammam M. Waterflooding optimization based on the streamline method and solving the linear programming problem. Reservoir and Petroleum Engineering, No. 2, 2022, pp. 153-163. (in English)

### Сокращения

ГДМ	–	гидродинамическая модель
ГРП	–	гидравлический разрыв пласта
ГТМ	–	геолого-технические мероприятия
ГС с БОВ	–	горизонтальные скважины с большим отходом от вертикали
МУН	–	методы увеличения нефтеотдачи
НИЗ	–	начальные извлекаемые запасы
КИН	–	коэффициент извлечения нефти
ОИЗ	–	остаточные извлекаемые запасы
ОРЗ	–	одновременно-раздельная закачка
ППД	–	поддержание пластового давления
ЭЗ	–	элемент заводнения

### Сведения об авторах

*Копнышева Алина Рамильевна*, главный специалист Управления по геологии и разработке месторождений новых и зарубежных активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: Salikhova.alina@bk.ru

*Романов Александр Сабурович*, кандидат технических наук, эксперт по разработке Управления по геологии и разработки новых и зарубежных активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: ASRomanov@tnnc.rosneft.ru

*Жубанов Арсен Тимирханович*, начальник отдела Управления по геологии и разработки новых и зарубежных активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: ATZhubanov@tnnc.rosneft.ru

*Пурицкис Янис Валдисович*, специалист Управления по геологии и разработки новых и зарубежных активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1  
E-mail: yvpuritskis@tnnc.rosneft.ru

#### **Authors**

*A.R. Kopnyшева*, Chief Specialist, Administration for Geology and Development of New and Foreign Production Assets, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation  
E-mail: Salikhova.alina@bk.ru

*A.S. Romanov*, PhD, Field Development Expert, Administration for Geology and Development of New and Foreign Production Assets, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation  
E-mail: ASRomanov@tnnc.rosneft.ru

*A.T. Zhubanov*, Head of Department, Administration for Geology and Development of New and Foreign Production Assets, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation  
E-mail: ATZhubanov@tnnc.rosneft.ru

*Ya.V. Puritskis*, Specialist, Administration for Geology and Development of New and Foreign Production Assets, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation  
E-mail: yvpuritskis@tnnc.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 21.08.2023*  
*Принята к публикации 20.12.2023*  
*Опубликована 30.12.2023*