



Научная статья
УДК 622.276.4
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.3.8>

ОЦЕНКА ПРИЁМНОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН С ТЕХНОЛОГИЕЙ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ В ЦЕЛЯХ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ППД

Иосиф Васильевич Суди^{1*},
Максим Викторович Зуев²,
Надежда Александровна Чихарева³,
Ольга Алексеевна Вагнер⁴

- 1, 2, 3, 4 Тюменский нефтяной научный центр, (д. 79/1, ул. Осипенко,
г. Тюмень, 625002, Российская Федерация)
¹ IV_Sudi2@tnnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0003-6625-0483>
² mvzuev-tnk@tnnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0005-2884-4859>
³ NA_Chikhareva@tnnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0007-6720-4429>
⁴ oavagner2@tnnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0003-5750-4074>
* Автор, ответственный за переписку

Аннотация.

Скважинные системы одновременно-раздельной эксплуатации/закачки (ОРЭ/ОРЗ) в последнее время зарекомендовали себя в качестве полезного инструмента для решения различного рода задач по повышению нефтеотдачи пласта, контролю за выработкой месторождения, снижению капитальных затрат, в том числе в условиях ограниченных возможностей для бурения (морские платформы, удалённые месторождения) и т.д. Компоновки ОРЭ/ОРЗ предназначены для одновременной эксплуатации отдельных объектов разработки через один ствол скважины, что позволяет инженерам осуществлять регулирование добычи и закачки. Современные решения подобных систем предоставляют возможности более детального контроля за разработкой с помощью оснащения различного типа датчиками и автономными устройствами контроля притока (АУКП). Однако при использовании компоновки с ОРЗ, в частности, на нагнетательных скважинах, зачастую система оснащается одним общим расходомером на устье скважины, в связи с чем отсутствует понимание о закачке в пределах отдельного интервала. Данные особенности накладывают ограничения на возможности контроля закачки и поддержания уровня необходимой компенсации для отдельных объектов. В данной работе представлен подход к оценке приёмности на скважинах с технологией одновременно-раздельной

закачки. Алгоритм основан на анализе фактических показателей с датчиков давления, расчёты выполняются с применением уравнения определения расхода жидкости по перепаду давления на штуцере. Основная неопределённость при выполнении расчётов заключается в корректности входного параметра – коэффициента расхода, оценке которого посвящена значительная часть работы. По результатам анализа выявлены корреляции коэффициента расхода с показателями приёмистости, площади сечения штуцера, потерь давления в результате трения. На основе полученных корреляций произведен расчёт общей приёмистости в скважине, после чего выполнена оценка приёмистости в интервалах закачки.

Ключевые слова: одновременно-раздельная закачка, приёмистость, устройство контроля притока, система поддержания пластового давления, нагнетательная скважина, перепад давления, диаметр, штуцер, трение

Для цитирования: Оценка приёмистости в нагнетательных скважинах с технологией одновременно-раздельной закачки в целях оптимизации системы ППД / Суди И. В., Зуев М. В., Чихарева Н. А., Вагнер О. А. // Наука. Инновации. Технологии. 2025. № 3. С. 185–214. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.3.8>

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 04.06.2025;
одобрена после рецензирования 29.08.2025;
принята к публикации 20.09.2025.

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

Estimating injectivity in wells with dual injection systems to optimize reservoir pressure maintenance

Iosif V. Sudi^{1*},
Maxim V. Zuev²,
Nadezhda A. Chikhareva³,
Olga A. Vagner⁴

^{1, 2, 3, 4} Tyumen Petroleum Research Center, (79/1, Osipenko St., Tyumen, 625002, Russian Federation)

¹ IV_Sudi2@tnnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0003-6625-0483>

² mvzuev-tnk@tnnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0005-2884-4859>

³ NA_Chikhareva@tnnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0007-6720-4429>

⁴ oavagner2@tnnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0003-5750-4074>

* Corresponding author

Abstract.

Downhole systems of dual completion / injection have recently proven to be a useful tool for solving various types of tasks to increase oil recovery, monitor field development, reduce capital costs, including within the conditions of limited drilling opportunities (offshore platforms, remote fields), etc.

The assemblies of dual completion / injection systems are designed for simultaneous operation separate development targets through a single borehole, which allows engineers to regulate production and injection. The up-to-date solutions for such systems ensure a more detailed monitoring of the development by equipping various types of sensors and autonomous inflow control devices. However, in case of the dual injection assembly, in particular in injection wells, the system is often equipped with one common flowmeter at a wellhead, and therefore there is no understanding of injection within a separate interval. These features impose restrictions on the processes of injection monitoring and maintaining the level of required compensation for certain targets.

This paper presents an approach to assessing the injectivity of wells equipped with the dual completions technology. The algorithm is based on the analysis of actual readings from pressure sensors, calculations are performed using the equation for determining the fluid rate based on the pressure drop in the choke. The main uncertainty in the estimates lies in the correctness of the input parameter of the flow coefficient, the assessment of which is the subject of a significant part of the study. Based on the analysis, correlations were found between the rate factor and the injectivity indicators, the choke cross-sectional area, and pressure friction losses. Based on the resulting correlations, the total injectivity in the well was estimated, as well as the injectivity in the injection intervals.

Keywords:

dual injection systems, injectivity, optimization, reservoir pressure maintenance, injection well, pressure drop, diameter, choke, friction.

For citation:

Sudi I.V, Zuev M.V, Chikhareva N.A, Vagner O.A. Estimating injectivity in wells with dual injection systems to optimize reservoir pressure maintenance. Science. Innovations. Technologies. 2025;(3):185-214. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.3.8>

Conflict of interest: the authors declare no conflicts of interests.

The article was submitted 04.06.2025;
approved after reviewing 29.08.2025;
accepted for publication 20.09.2025.

Проблематика

Понимание реальной приёмистости на объектах ОРЗ является важным элементом для решения задач по оптимизации системы поддержания пластового давления (ППД), адаптации гидродинамических и интегрированных моделей, мониторингу энергетического состояния отдельных объектов, оценке уровня компенсации и т.д. Отсутствие достоверного распределения закачки по объектам может негативным образом повлиять на достоверность работы моделей, что, в свою очередь, приведет к принятию неверных решений как по оптимизации действующей системы ППД, так и по организации новой.

При отсутствии отдельных расходомеров в интервалах ОРЗ распределение закачки производится преимущественно аналитическим способом на основе данных, полученных при раздельной работе одного из интервалов ОРЗ, после чего на основе полученной продуктивности интервала рассчитывается доля второго интервала в последующие периоды одновременной их работы. Однако процессы, происходящие в нагнетательных скважинах в ходе их работы, накладывают ряд определённых сложностей, провоцирующих значительное снижение достоверности подобных расчётов. В относительно стабильных системах с ОРЗ подобная аналитика вполне применима, однако, система скважина-пласт в случае нагнетательной скважины не всегда характеризуется линейным и прогнозируемым поведением, особенно при осуществлении постоянного регулирования режима работы скважины путем изменения диаметра рабочего штуцера [1].

Физические особенности процесса закачки воды

При закачке воды в нагнетательную скважину работа производится при высоких устьевых и забойных давлениях, что способствует проявлению негативного влияния сил трения, возникновению турбулентных течений, образованию трещин авто-ГРП и других факторов, влияющих на приёмистость скважины. В скважинах с ОРЗ подобное поведение проецируется на работу всех интервалов, в связи с чем прогнозировать поведение показателей закачки становится еще более проблематичным.

Существует множество различных формул для определения расхода жидкости в трубопроводе, однако, при выполнении реальных расчётов возникают различного рода трудности в виде неопределённостей некоторых параметров или отсутствие учёта выше описанных особенностей процесса закачки [2].

1. Формула Пуазейля.

Устанавливает зависимость объёмного расхода вязкой несжимаемой жидкости через цилиндрическую трубу от разности давлений, геометрических параметров трубы и вязкости жидкости. Применимость закон получил в процессах оптимизации потока жидкости в трубопроводах и водопроводных системах [3]:

$$Q = \frac{\pi d^4 \times \Delta P}{8 \times \eta \times L} \quad (1)$$

где Q – расход жидкости;
 L – длина трубы;
 η – динамическая вязкость воды;
 P – разность давлений на концах трубы;
 d – внутренний диаметр трубы.

В связи с тем, что условия применимости закона ограничиваются ламинарным течением в горизонтальном трубопроводе и несжимаемой жидкостью, результаты расчётов на примере фактических данных на скважинах показали низкий уровень сходимости с показателями расходомера (в 10 раз ниже). При применении в расчётах для реальной скважины в качестве разности давлений на концах трубы использована разность между приведенным на глубину устьевым давлением и фактическим забойным давлением (рис. 1).

На рисунке 1 сравнения расчёта с реальными данными наблюдается сходимость основных трендов, однако, при увеличении расхода возрастает степень расхождения, предположительно связанная с возникновением дополнительных потерь на трение.

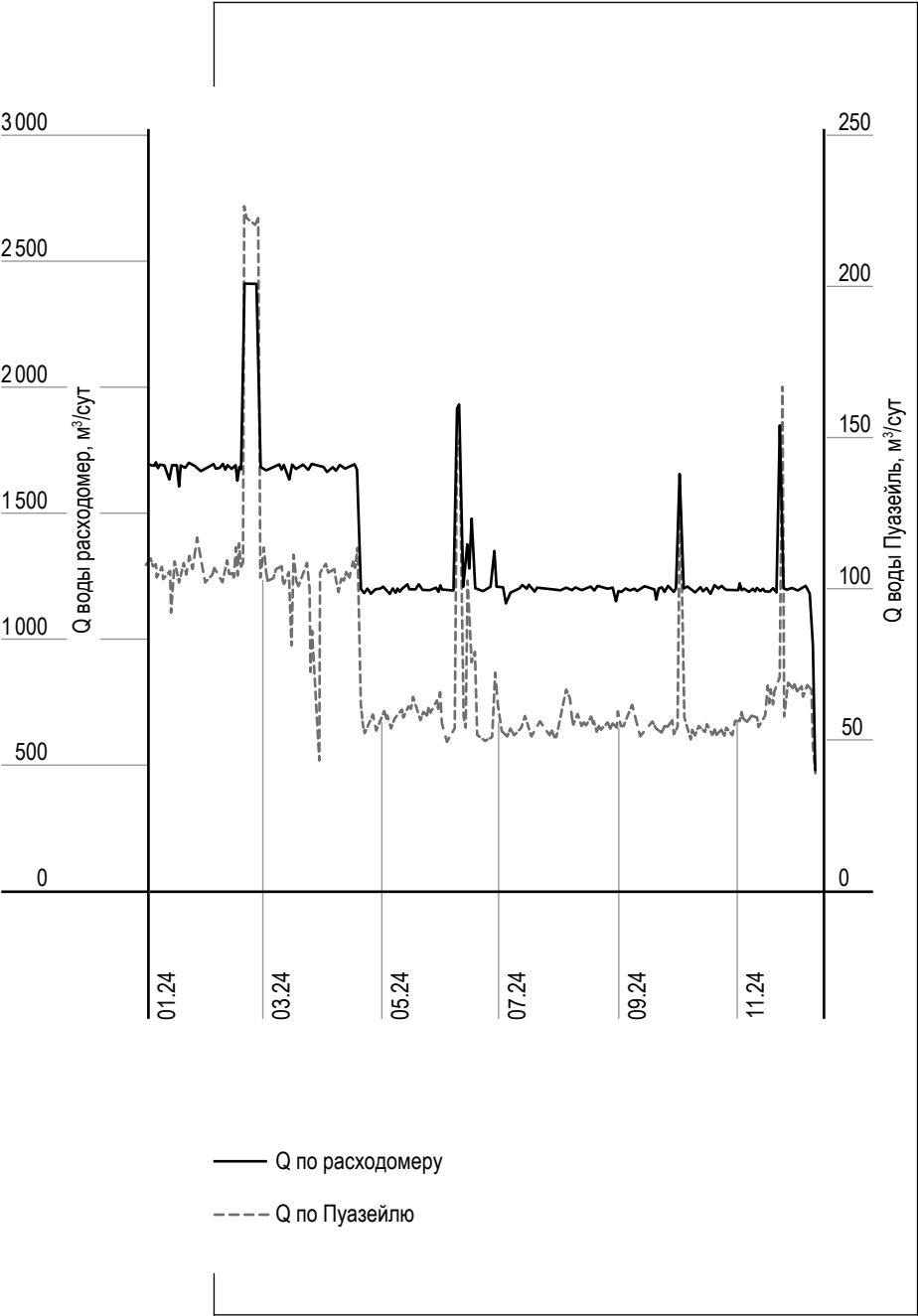


Рис. 1. Сравнение результатов расчёта по формуле Пуазейля с данными расходомера.
Fig. 1. Comparison of Poiseuille formula calculation results with flow meter data.
Источник: составлено авторами по данным [2].
Source: compiled by the authors according to data [2].

2. Расчёт с учётом скорости потока в трубопроводе.

Предполагает учёт потерь на трение ввиду их зависимости от скорости потока, однако, на практике определить скорость потока в отдельных участках и элементах скважины не представляется возможным, в связи с чем степень применимости данного варианта расчёта в реальных условиях достаточно низкая [3]:

$$Q = \frac{\pi \times d^4}{4} \times v \quad (2)$$

где Q – расход жидкости;
 v – скорость потока;
 η – динамическая вязкость воды;
 d – внутренний диаметр трубы.

Существует множество других вариантов расчёта, однако, в конечном итоге основная проблема при определении расхода жидкости кроется в динамике процесса, в связи с чем приходится оперировать неизвестными показателями.

3. Определение расхода жидкости по перепаду давления. Расчёт основан на определении расхода жидкости через трубу/дроссель путём анализа перепада давления между двумя датчиками, а также учитывает коэффициент расхода [3]:

$$Q = \mu \times S \times \sqrt{\frac{2 \times \Delta P}{\rho}} \quad (3)$$

где Q – расход жидкости;
 S – площадь сечения трубы/дросселя;
 ρ – плотность закачиваемого;
 P – разность давлений на концах трубы/дросселя;
 μ – коэффициент расхода.

Суть данного расчёта во многом схожа с вышеописанным вариантом расчёта по Пуазейлю за исключением наличия коэффициента расхода жидкости.

Коэффициент расхода — безразмерный параметр, отражающий отношения истинного расхода к теоретически рассчитанному. Наиболее точно данный коэффициент определяется экспериментальным способом, однако, в некоторых случаях коэффициент расхода истечения из отверстия принимается равным произведению коэффициента сжатия ε на коэффициент скорости φ ($\mu = \varepsilon \times \varphi$).

Данный параметр зависит от режима движения жидкости (ламинарный, турбулентный), числа Рейнольдса, положения отверстия относительно стенок резервуара и других факторов, следовательно, характеризуется некоторой динамикой в ходе работы скважины.

В конечном итоге оптимальным вариантом для расчётов принят метод определения расхода жидкости через трубу/дроссель с использованием коэффициента расхода [3].

Формирование алгоритма. Расчет общей приемистости в скважине

В представленном алгоритме расчёта в реальной скважине вычисления осуществляются путем определения расхода жидкости по перепаду давления на дросселе (уравнение №3):

$$Q = \mu \times S \times \sqrt{\frac{2 \times \Delta}{\rho}} \quad (3)$$

Рассмотрим случай эксплуатации нагнетательной скважины с интеллектуальной системой заканчивания и технологией ОРЗ, оборудованной одним расходомером на устье и двумя автономными устройствами контроля притока (АУКП) с индивидуальными датчиками температуры и давления на забое. Наличие датчиков непосредственно в интервалах закачки, а также в общем трубном пространстве (на забое выше АУКП и на устье скважины), позволяет выполнить анализ перепада давления в пределах отдельных элементов скважины. Схематическая визуализация скважины представлена ниже (рис. 2).

В первой итерации выполнен расчёт совокупной приёмистости в скважине путём анализа перепада давления между устьевым и забойным датчиками за 2024 год.

Для расчётов принято:

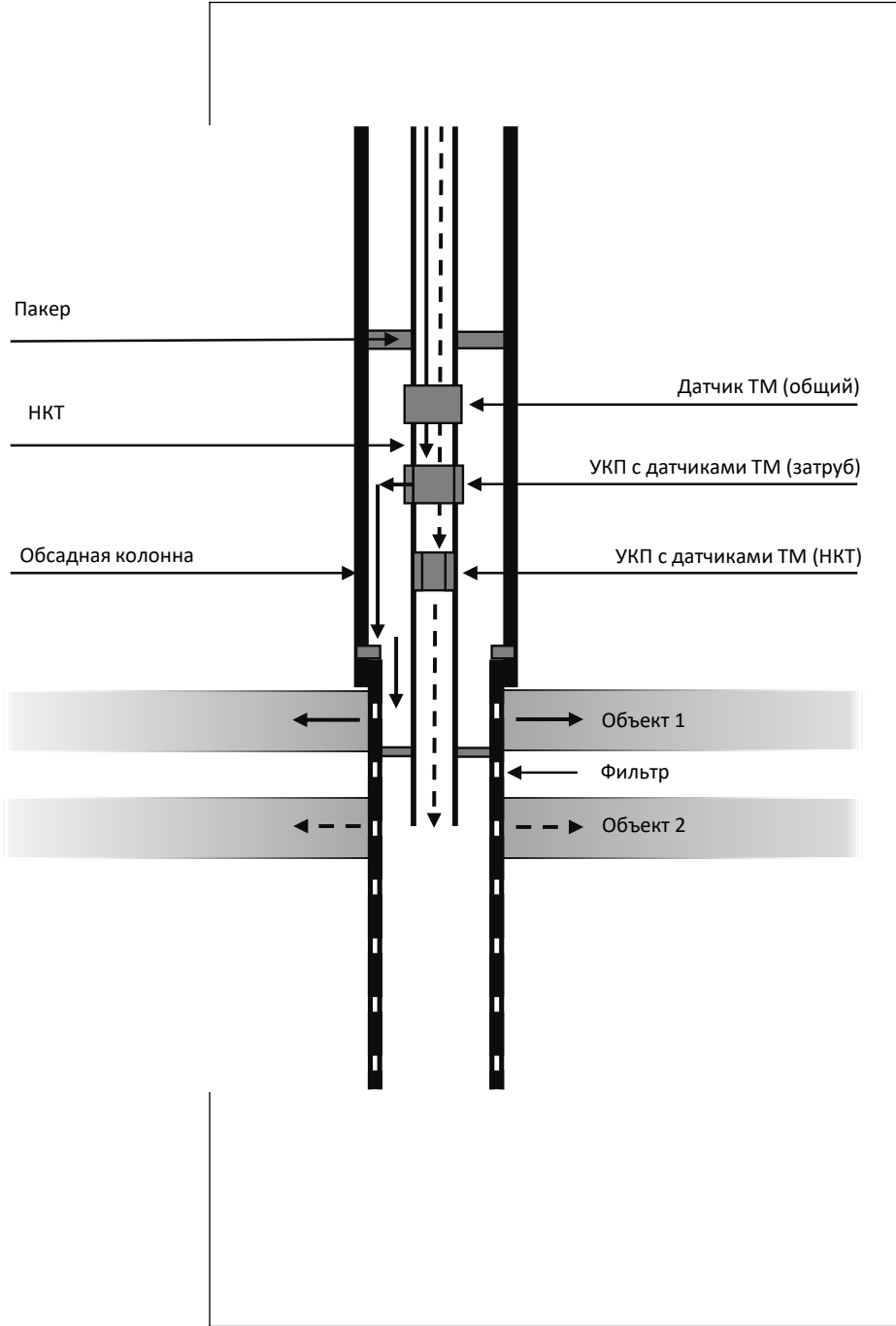


Рис. 2. **Схема нагнетательной скважины с ОПЗ.**
Fig.2. Injection well with dual completion equipment.
Источник: составлено авторами по данным [2].
Source: compiled by the authors according to data [2].

- устьевое давление приведено на глубину забойного датчика;
- коэффициент расхода принят постоянным ($\mu - 1$);
- площадь сечения устьевого штуцера рассчитана с учётом процента открытия.

На графике сравнения (рис. 3) наблюдаются расхождения между фактическими и рассчитанными показателями приёмистости, что связано с отсутствием учёта динамики коэффициента расхода.

Для учёта динамики коэффициента расхода важно определить факторы влияния. Как известно, в результате раскрытия штуцера в скважине наблюдается увеличение приёмистости, скорости потока и, как следствие, рост влияния сил трения и снижение продуктивности, что обуславливает необходимость создания большей репрессии на пласт [4].

Эффект нестационарного проявления сил трения в ходе закачки возможно проследить на примере анализа промысловых данных устьевого и забойного датчиков (рис. 4). При расчёте устьевого давления на глубину забоя по классической формуле гидростатического давления (4) в остановленной скважине наблюдается идеальная сходимость рассчитанного давления с фактическим на забойном датчике, в то время как при расчётах в работающей скважине наблюдаются расхождения (в данном случае 5–8 бар). Нередки случаи, когда проявление трения при закачке настолько существенное, что расхождение достигает 20–30 бар.

$$P_{заб} = P_{уст} + \rho gh \quad (4)$$

В связи с тем, что расчёт по классической формуле гидростатического давления не учитывает эффект возникновения сил трения, при возникновении которых рассчитанное по устью давление выше фактического забойного, с некоторой погрешностью данную разность можно принять в качестве потерь на трение. Зависимость потерь на трение от приёмистости скважины отслеживается на графике ниже (рис. 5).

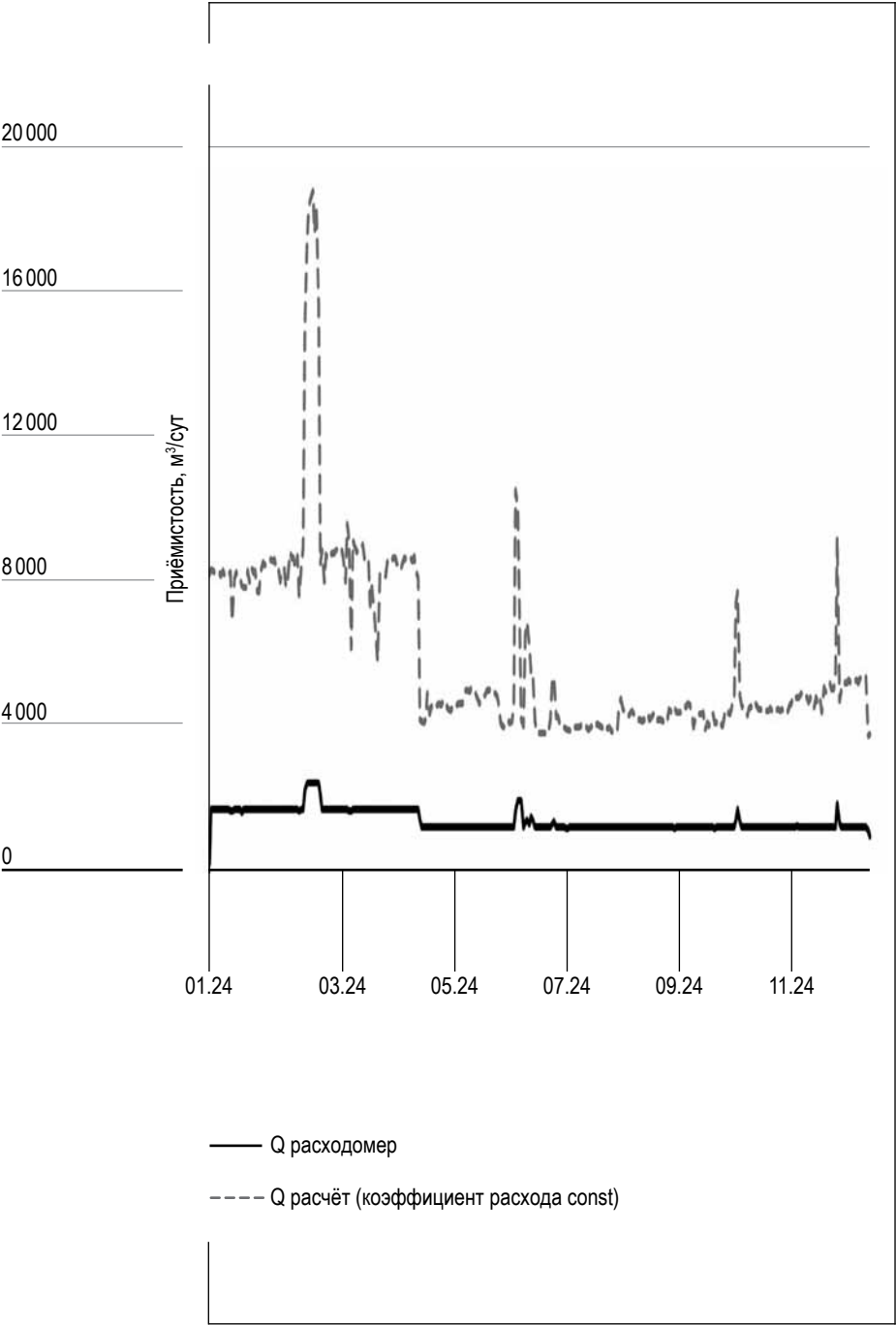


Рис. 3. Расчёт общей приёмистости по перепаду Руст/Рзаб без учёта коэффициента расхода.
Fig. 3. Calculation of total injectivity based on the WHP/BHP difference without taking into account the flow coefficient.
Источник: составлено авторами по данным [2].
Source: compiled by the authors according to data [2].

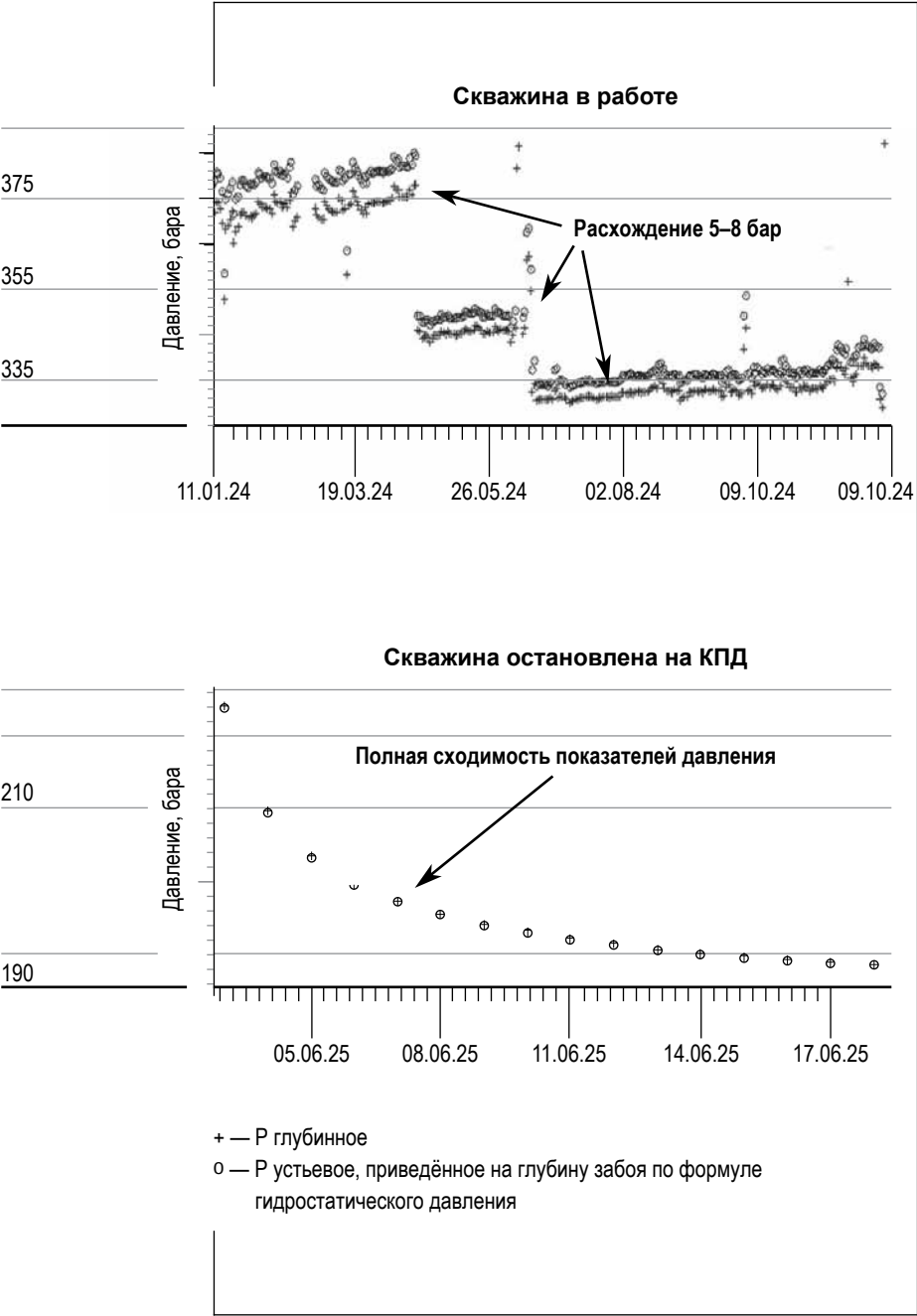


Рис. 4. Анализ промысловых данных забойного и устьевое (приведённого на глубину забоя) давлений.

Fig. 4. Analysis of WHP/BHP data (reduced to the bottomhole depth).

Источник: составлено авторами по данным [2].

Source: compiled by the authors according to data [2].

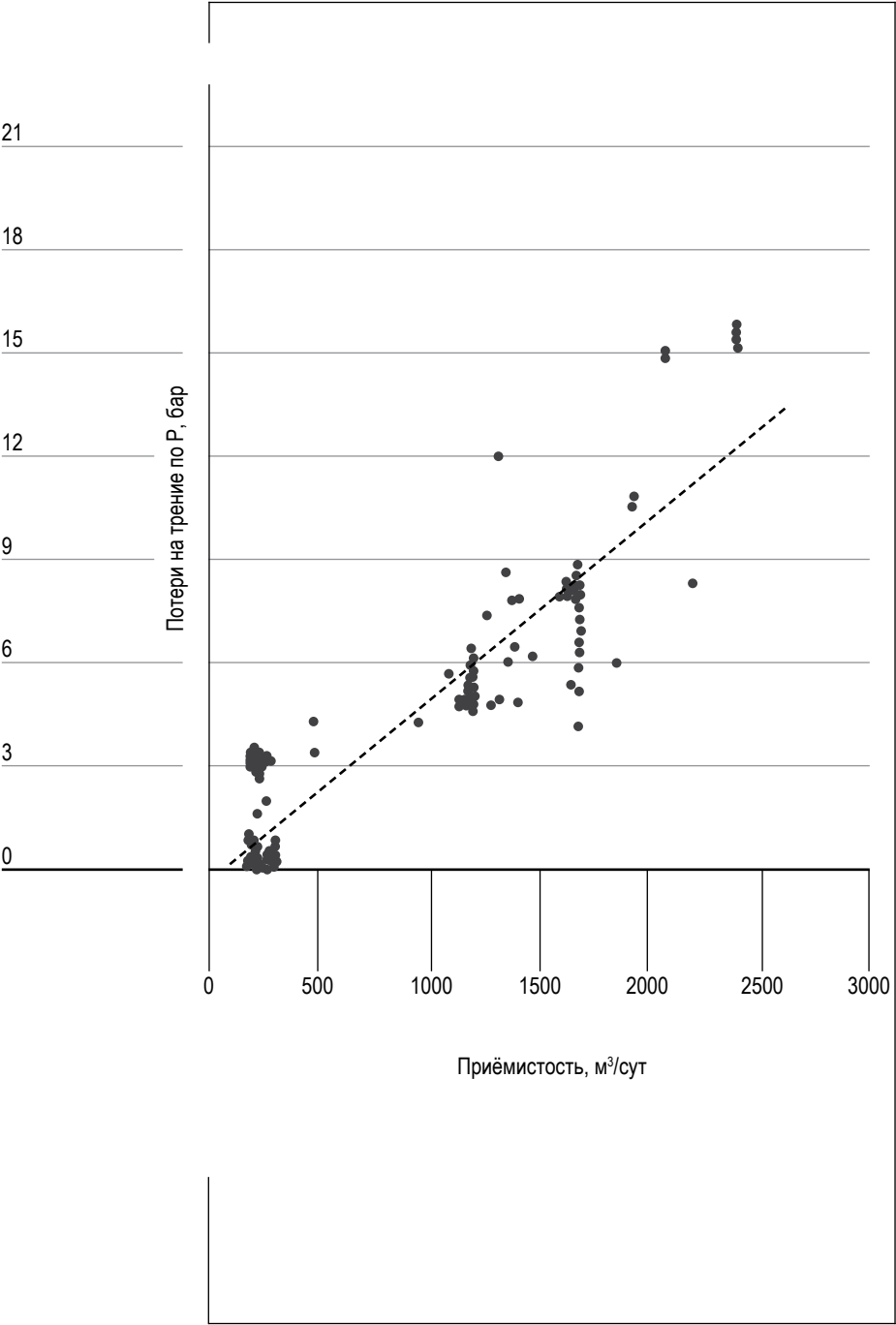


Рис. 5. Зависимость потерь на трение от приёмистости скважины.
Fig. 5. Friction losses vs. well injectivity.
Источник: составлено авторами по данным [2].
Source: compiled by the authors according to data [2].

Стоит отметить, что данный расчёт является приближенным, в то время как существует множество формул различных авторов, позволяющих более точно определять потери на трение в скважине, однако, подобные расчёты в большинстве своём требуют больше входной информации о характеристике потока в скважине и значении числа Рейнольдса.

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (5)$$

Формула расчёта потерь на трение Г.К. Филоненко, число Рейнольдса < 2000 :

$$\lambda = \frac{1}{(1.8 \cdot \lg Re - 1.64)^2} \quad (6)$$

Формула расчёта потерь на трение Блазиуса, число Рейнольдса > 4000 :

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.5}} \quad (7)$$

Дальнейшие шаги алгоритма направлены на адаптацию коэффициента расхода. Коэффициент расхода является отношением фактических показателей приёмистости к рассчитанным теоритически.

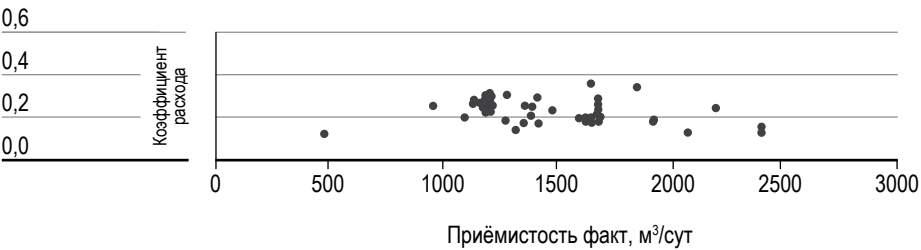
$$\mu = \frac{Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{расчёт}}} \quad (8)$$

Таким образом, путем определения отношения получены посуточные коэффициенты расхода скважины за 2024 год, необходимые для дальнейшего анализа.

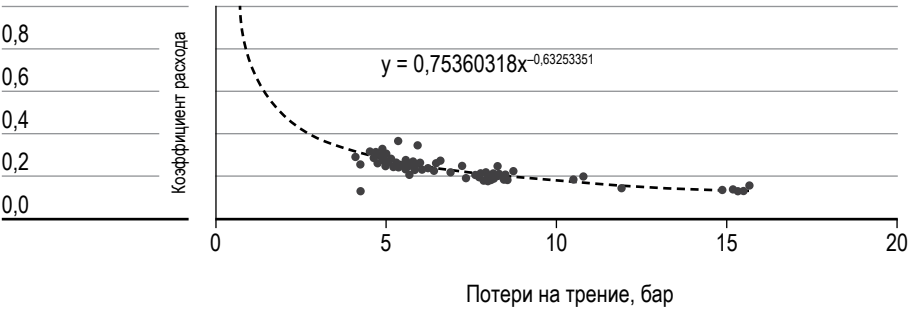
Полученные результаты проанализированы на предмет корреляции с факторами влияния: фактической приёмистостью, площадью сечения штуцера и потерями на трение.

На графиках сопоставления возможно наблюдать низкую степень корреляции коэффициента расхода и фактической приёмистости, в то время как зависимость от потерь на трение и площади сечения штуцера более существенная (рис. 6.1, 6.2, 6.3).

6.1



6.2



6.3

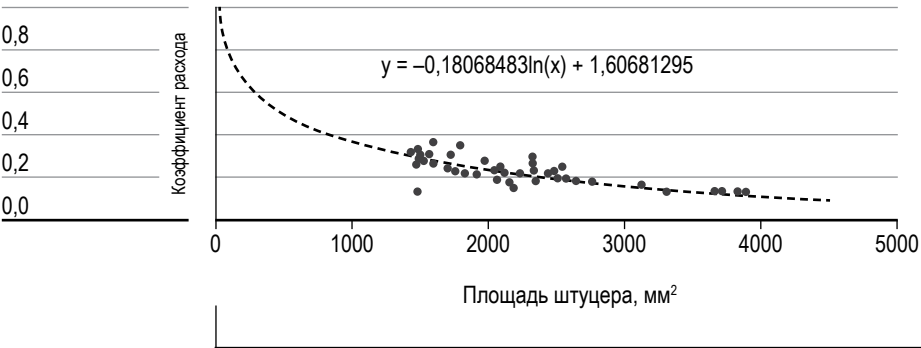


Рис. 6.1. Корреляция полученных результатов коэффициента расхода с фактическими значениями общей приёмистости.
Fig. 6.1. Correlation of the resulting flow coefficient with the actual total injectivity.

Рис. 6.2. Корреляция полученных результатов коэффициента расхода со значениями потерь на трение.
Fig. 6.2. Correlation of the resulting flow coefficient with the friction loss.

Рис. 6.3. Корреляция полученных результатов коэффициента расхода со значением площади сечения штуцера.
Fig. 6.3. Correlation of the resulting flow coefficient with the choke cross-sectional area.

Источник: составлено авторами по данным [2]. Source: compiled by the authors according to data [2].

По результатам анализа графиков и полученных корреляций выведены уравнения трендов и произведены дальнейшие расчёты.

Уравнение линии тренда корреляции коэффициента расхода / потери на трение:

$$y = 0.7536x^{-0.6325}. \quad (9)$$

Уравнение линии тренда корреляции коэффициента расхода / S сечения штуцера:

$$y = -0.1806\ln(x) + 1.6068. \quad (10)$$

По результатам сопоставления среднее расхождение результатов расчёта и фактических значений составляет менее 5 % (рис. 7).

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о наличии корреляции коэффициента расхода с параметрами, обуславливающими возникновение сопротивлений в скважине и суживающих устройствах (штуцер, клапан, трубка Вентури).

Расчёт приёмистости в интервалах закачки

На заключительном этапе выполнена адаптация вышеописанного подхода на интервалы с ОРЗ. Для транслирования принципа на условия забоя анализ перепада давлений выполнен между глубинным датчиком в общем трубном пространстве и глубинным датчиком в целевом интервале.

В рассматриваемом случае АУКП в интервалах закачки обладают возможностью удалённого регулирования диаметра забойного штуцера в пределах 7 фиксированных позиций [5].

В первой итерации выполнен расчёт приёмистости для каждого интервала закачки по формуле перепада давления через дроссель (3), при этом коэффициент расхода рассчитан по уравнению линии тренда зависимости коэффициента расхода от площади сечения штуцера (10), полученному на предыдущем шаге.

В связи с высокой степенью чувствительности результатов расчётов к малейшим отклонениям коэффициента расхода, уровень

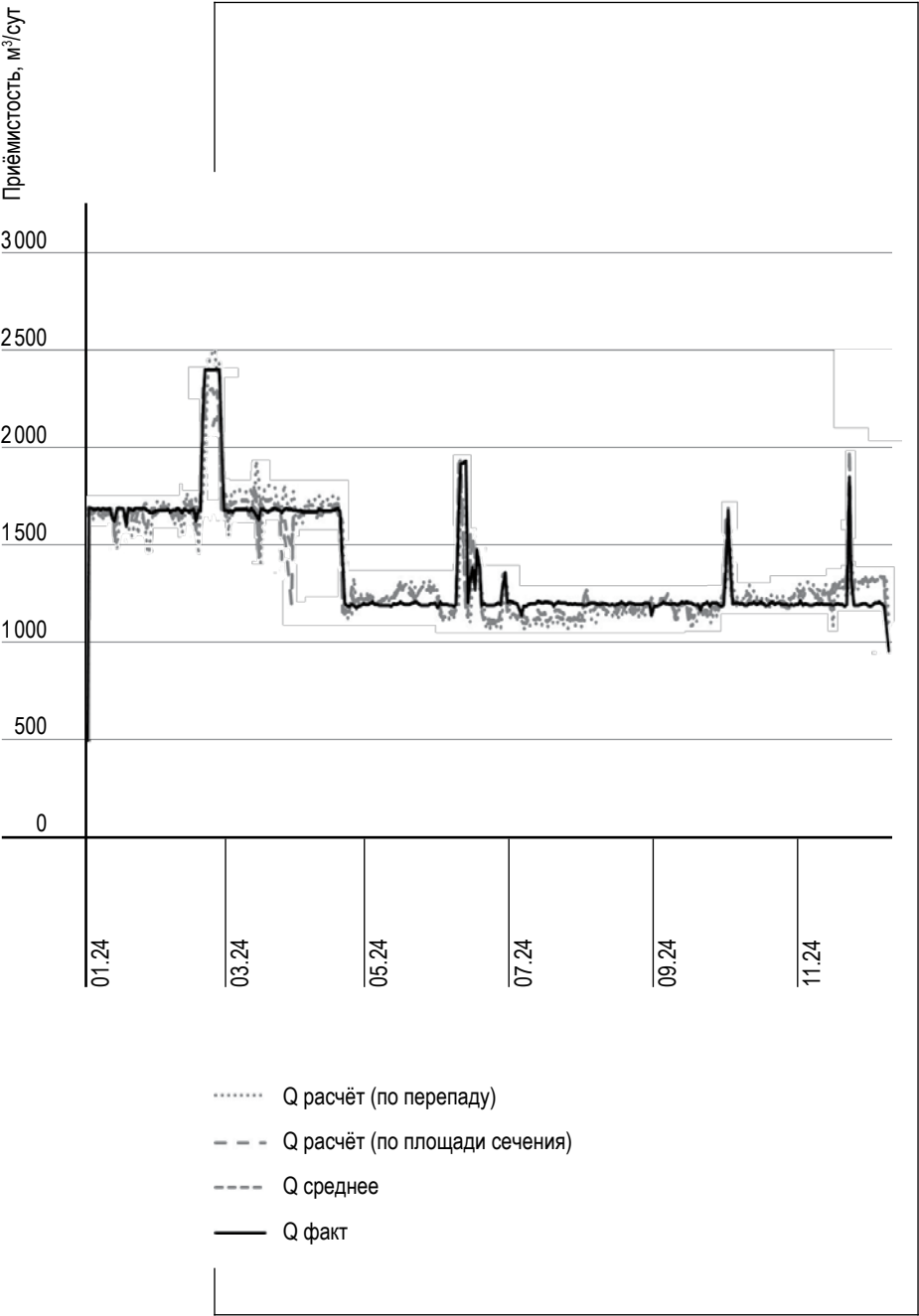


Рис. 7.

Расчёт приёмистости с учётом рассчитанных коэффициентов расхода.

Fig. 7. Injectivity calculation taking into account the flow coefficient
Источник: составлено авторами по данным [2].

Source: compiled by the authors according to data [2].

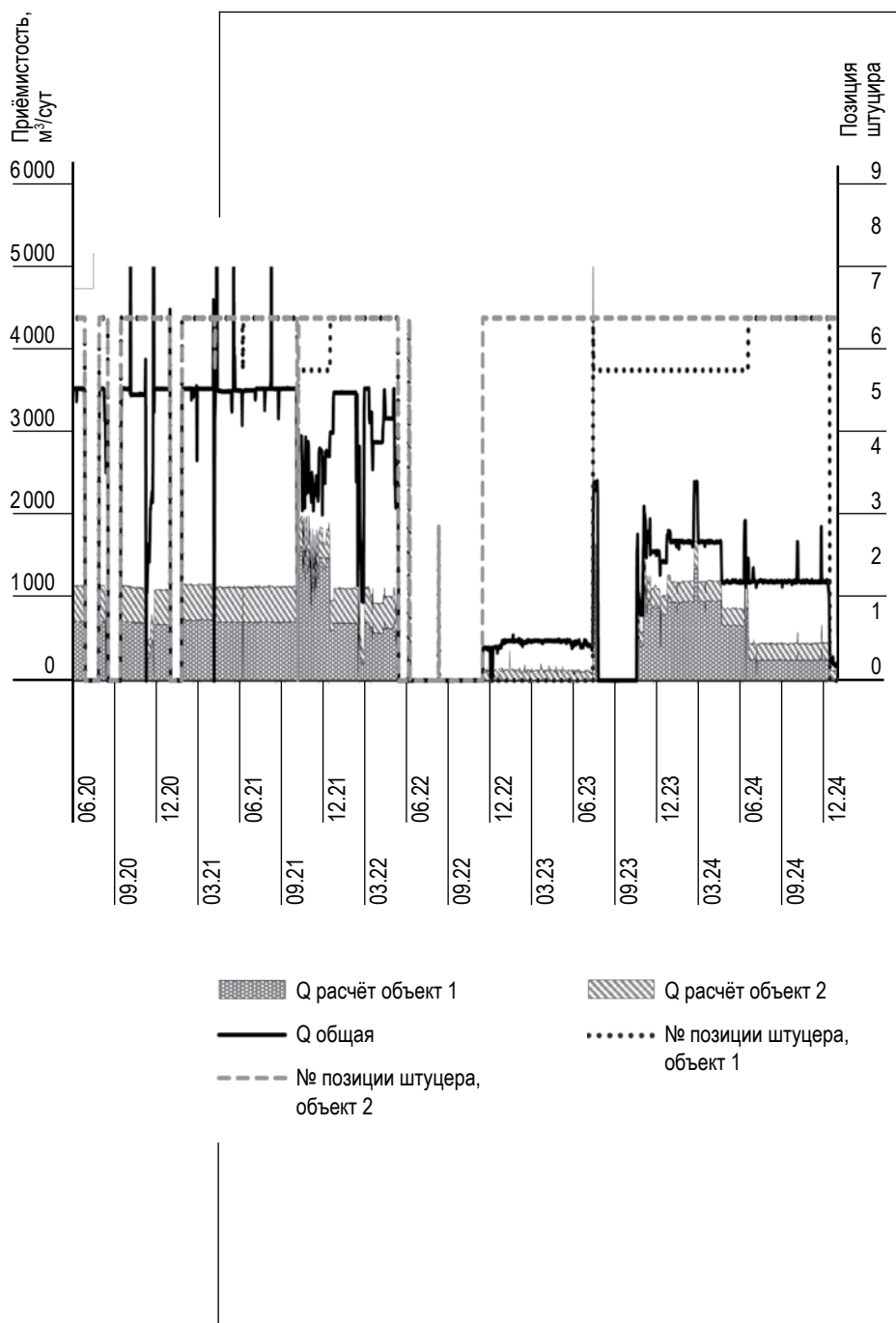


Рис. 8.

Результаты расчёта после первой итерации.

Fig. 8. Calculation results after the first iteration.

Источник: составлено авторами по данным [2].

Source: compiled by the authors according to data [2].

сходимости рассчитанной суммы по объектам с общей фактической приёмистостью неудовлетворительный (рис. 8). Расхождение расчётов с фактической приёмистостью предположительно вызваны индивидуальными особенностями строения АУКП, а также возможным изменением диаметров штуцеров со временем (разрушение, забивание отверстия крупными частицами). В связи с этим выполнена дополнительная корректировка корреляции с помощью подбора оптимального коэффициента b в уравнении линии тренда $y = c \ln(x) + b$, а также корректировка с опорой на периоды работы одного из интервалов (рис. 9).

Во второй итерации расчётов наблюдается более качественная сходимость результатов с фактической приёмистостью. Стоит отметить неплохую сходимость в период работы объекта 2 в начале 2025 года (рис. 10).

Некоторые расхождения при адаптации расчёта связаны с большой длительностью исследуемого периода, в связи с чем выполнена частичная корректировка корреляций. Однако, как можно наблюдать на графике (рис. 10), даже с учётом некоторых корректировок, общий тренд зависимости сохраняется.

В конечном итоге произведен расчёт доли приёмистости по каждому объекту (рис. 11), после чего на основе общей приёмистости и полученных долей рассчитаны итоговые показатели расхода по интервалам с ОРЗ.

Конечный алгоритм расчёта приёмистости выглядит следующим образом:

1. Расчет общей приёмистости в скважине путём анализа перепада давления между показателями устьевого давления (приведёнными на глубину забоя) и забойного (коэффициент расхода – $const$).
2. Сравнение полученных данных с фактическими показателями расхода и определение значений коэффициента расхода в динамике.
3. Выведение зависимости полученных данных коэффициента расхода с потерями на трение и площадью сечения штуцера.
4. Корректировка уравнения тренда на основе аналитических наблюдений.

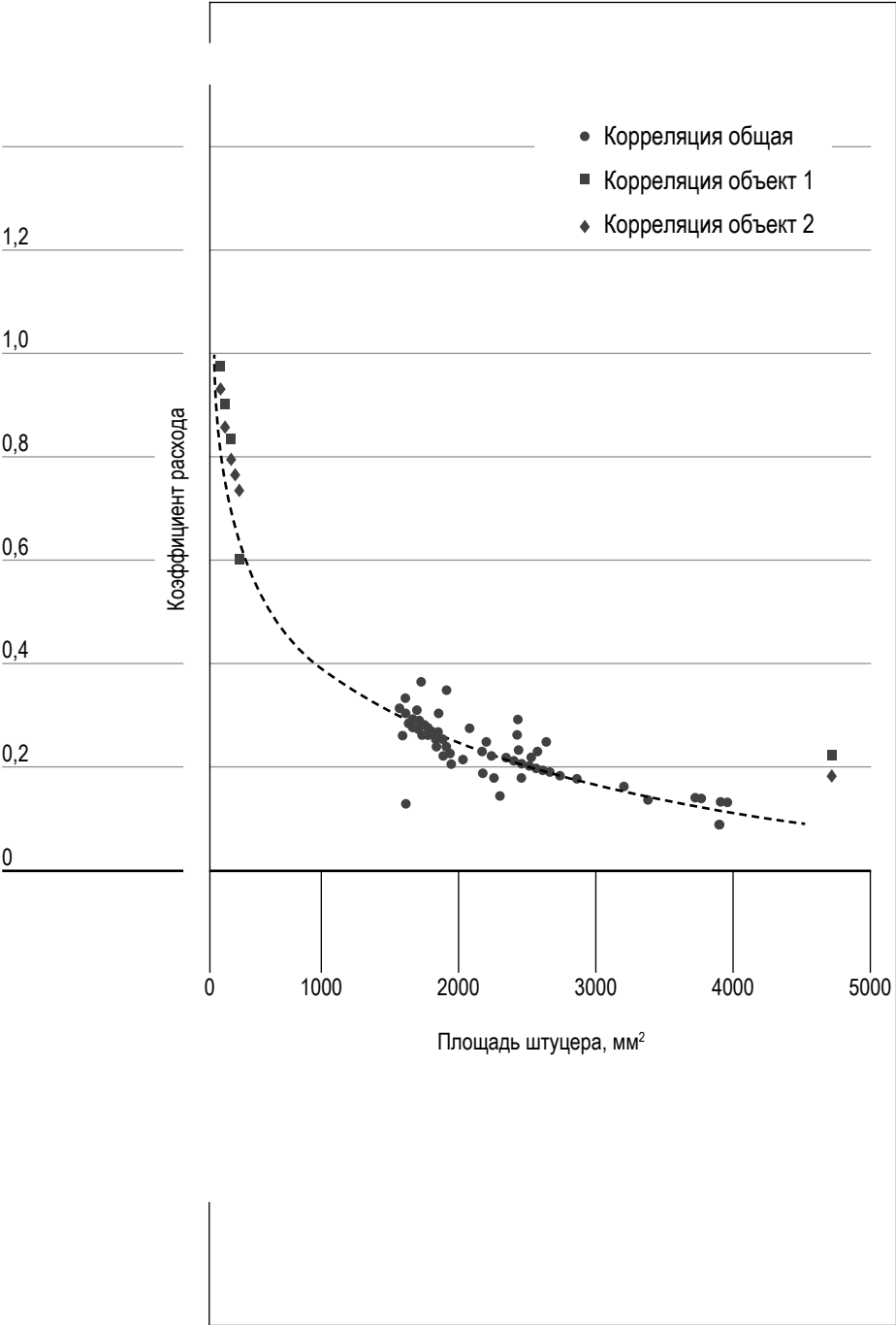


Рис. 9. Подбор корреляции в интервале заправки.
Fig. 9. Selection of correlation in the injection interval.
Источник: составлено авторами по данным [2].
Source: compiled by the authors according to data [2].

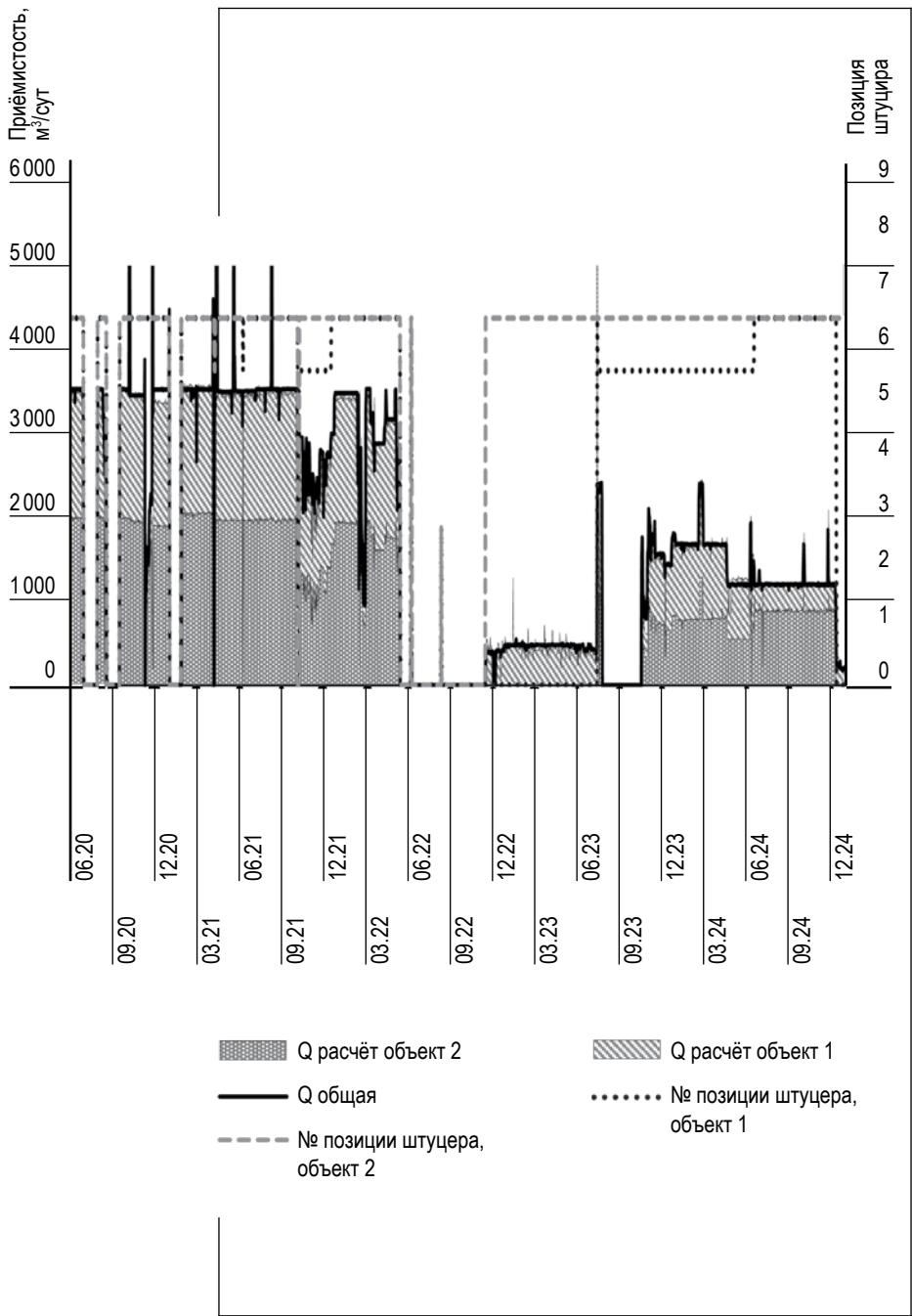


Рис. 10.

Результаты расчёта после корректировки корреляции (вторая итерация).

Fig. 10. Calculation results after correction of correlation (second iteration).

Источник: составлено авторами по данным [2].

Source: compiled by the authors according to data [2].

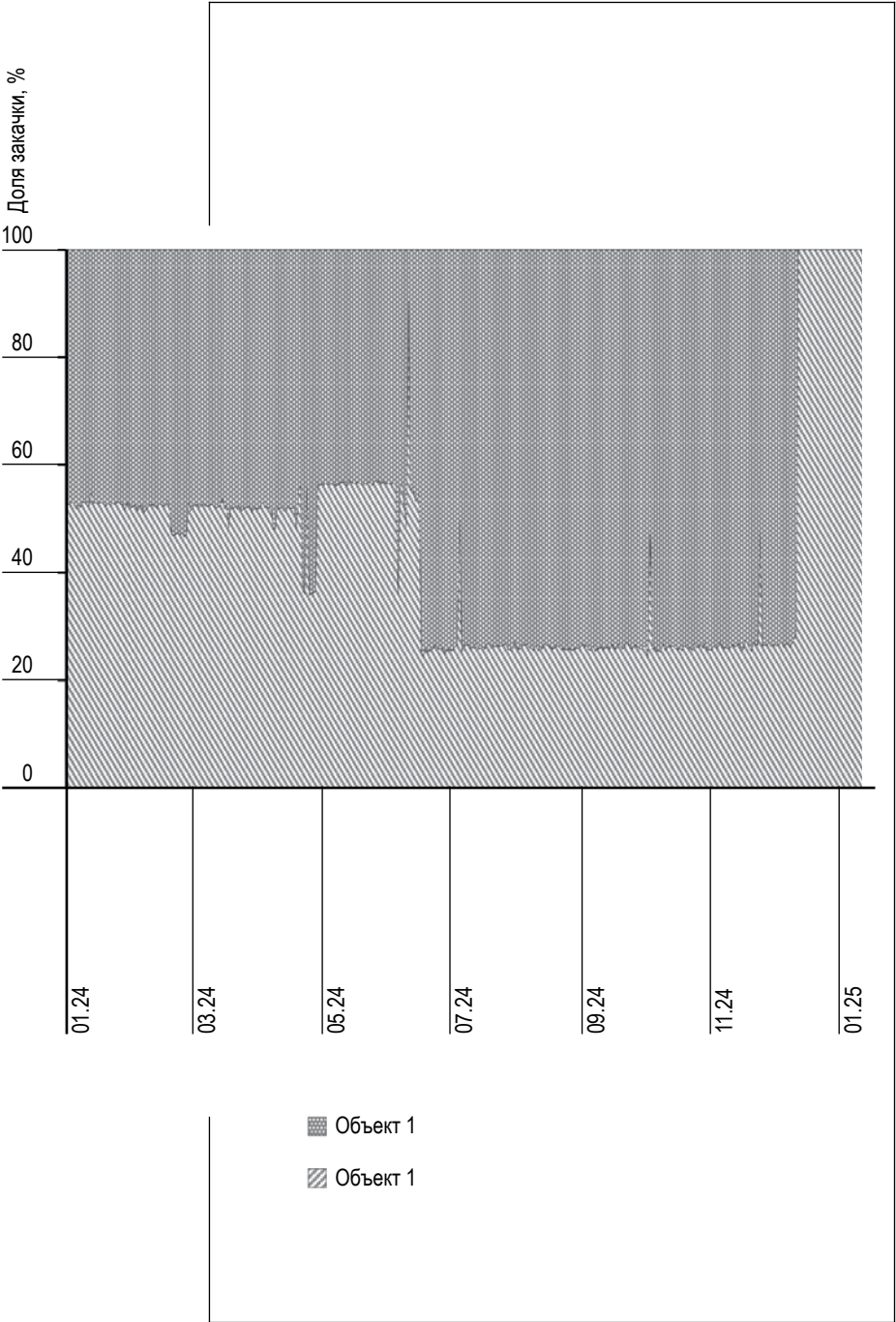


Рис. 11. Итоговое распределение приёмистости по объектам.
Fig. 11. Final distribution of injectivity by units.
Источник: составлено авторами по данным [2].
Source: compiled by the authors according to data [2].

5. Транслирование подхода на условия забоя: расчёт расхода путем анализа перепада давления между парами забойных датчиков (общий/объект 1, общий/объект 2) с применением ранее определённой корреляции.
6. Анализ результатов. Корректировка (на основе аналитических наблюдений) корреляции при необходимости.
7. Расчёт приёмистости в интервалах ОРЗ. Определение доли закачки каждого объекта.
8. Расчет итоговых значений приёмистости на основе полученных долей и фактической приёмистости.

Оптимизация системы ППД

Процесс оптимизации системы ППД требует многокомпонентного анализа с использованием широкого спектра различных методов, начиная от анализа прямых эксплуатационных показателей конкретной скважины и заканчивая составлением сложных моделей, охватывающих систему скважин, зон или залежь целиком.

В свою очередь, работа одной нагнетательной скважины сопровождается сложными и сложно предсказуемыми процессами: образование промытых зон, гидравлический разрыв пласта, нецелевая закачка, изменение профиля приёмистости и др. Всё это накладывает необходимость комплексного подхода к исследованию каждой скважины.

Таким образом, без качественного анализа закачки нагнетательных скважин с ОРЗ невозможен качественный многокомпонентный анализ системы ППД.

1. **Адаптация моделей.** Моделирование на сегодняшний день является неотъемлемой частью процесса разработки. Один из важных аспектов данного этапа – прогнозирование результатов планируемых решений по управлению системой разработки. Качество прогнозной способности модели напрямую зависит от качества адаптации модели и достоверности входных данных о работе скважины.

2. **Оптимизация режима работы скважины.** Подбор оптимального объёма закачки нагнетательных скважин является важным элементом процесса разработки месторождения. Помимо поддержания пластового давления, нагнетательные скважины при отсутствии должного внимания способны оказывать негативное воздействие на процесс разработки, вызывая раннее обводнение добывающих скважин. С целью недопущения подобного исхода необходимо поддерживать оптимальные показатели приёмистости и давления.
3. **Контроль авто-ГРП.** При подборе режима работы скважин ППД важно учитывать тот факт, что закачка воды в пласт сопровождается большими устьевыми и забойными давлениями, зачастую превышающими давление раскрытия пласта. В результате высоких уровней закачки и забойного давления под действием нагнетания происходит гидравлический разрыв пласта и образование трещины авто-ГРП. К наиболее простым и часто используемым способам определения авто-ГРП относятся метод Холла, индикаторной диаграммы, основанные на анализе показателей приёмистости и давления. Образование авто-ГРП сопровождается изменением геометрии воронки репрессии, приобщением нецелевых интервалов и изменением профиля приёмистости.
4. **Контроль системы разработки.** Цель всех выше описанных оптимизационных этапов в конечном итоге состоит в решении более глобальных задач, таких как: поддержание высокого уровня компенсации, расчёт коэффициентов разработки (охвата, вытеснения, заводнения), решение уравнения материального баланса и других. Для этого необходимо учитывать объём как добываемого флюида, так и закачиваемой воды.

Заключение

Представленный алгоритм позволяет произвести распределение объёмов закачки воды по объектам ОРЗ с помощью анализа показателей датчиков телеметрии, в связи с чем расчёты возможно производить с небольшим шагом. Метод обладает физическим обоснованием, сформирован и протестирован с помощью сравнений с данными расходомера.

Алгоритм основан на анализе перепада давления между парами забойных датчиков (общий/объект 1, общий/объект 2) с использованием формулы расчёта расхода жидкости через штуцер. Основное внимание направлено на аналитическое выявление зависимостей неизвестного параметра – коэффициента расхода, параметров, обуславливающих возникновение сопротивлений в скважине и суживающих устройствах (площадь сечения штуцера, потери на трение).

Зависимость коэффициента расхода от вышеописанных параметров диагностируется как степенная или логарифмическая, однако, индивидуальные особенности АУКП и прочих элементов скважины определяют необходимость индивидуальной корректировки зависимостей опытным путем. В связи с данным фактом, для использования методики требуется наличие некоторого периода работы скважины для анализа её эксплуатационных показателей.

В конечном итоге данный метод позволяет определить индивидуальный вклад объекта ОРЗ в динамике, что позволяет отслеживать процессы перераспределения закачки по объектам.

Полученные результаты применимы для выполнения оптимизационных мероприятий широкого спектра.

Список источников

1. Ибрагимов Х. М., Гаджиев А. А., Гусейнова Н. И. Новый подход к диагностике текущего распределения потока воды, нагнетаемой в продуктивный пласт на примере данных месторождения «Нефт Дашлары» // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 108–114.
2. Аминев М. Х., Шамилов Ф. Т. Одновременно-разрельная закачка с системой контроля параметров в режиме реального времени // Oil Gas conference. 2013. № 11. С. 243–244.

3. Косьянов П. М., Манюкова Н. В. Проектирование компьютерной модели эксплуатации нескольких пластов одной нагнетательной скважины // Математические структуры и моделирование. 2021. № 4. С. 96–104.
4. Ваганов Л. А., [и др.] Расчет оптимальной приемистости нагнетательных скважин в условиях площадной системы заводнения / Ваганов Л. А., Сенцов А. Ю., Анкудинов А. А., Полякова Н. С. // Нефть и газ. 2017. № 6. С. 64–66.
5. Елисеев Д. В., [и др.] Элементы концепции «интеллектуальная скважина» при разработке морских месторождений / Елисеев Д. В., Завьялов А.А., Минева О. К., Минев В. С., Розенберг Е. Ю., Саушин А. З. // Геология, география и глобальная энергия. 2018. № 3. С. 80–88.
6. Гусева Д. Н. Комплексный подход к оптимизации системы заводнения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2015. № 4. С. 45–47.
7. Гохберг Ж. Л., Горбатилов В. А., Пальянов А.П. Контроль и управления закачкой воды в нагнетательные скважины системы ППД // Энергетика и автоматика. 1998. № 2. С. 112–115.
8. Анкудинов А. А., Ваганов Л. А., Сохошко С. К. Комплексный подход к анализу реализуемой системы заводнения и ее совершенствованию // Нефтяное хозяйство. 2016. № 8. С. 48–49.
9. Беляев Л. С. Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности. Новосибирск: Наука, 1978. 128 с.
10. Королев М.С. Оптимизация систем поддержания пластового давления. СПб.: Недра, 2013. 176 с.
11. Сагитов Д. К., Хальзов А. А., Лепихин В. А. Оперативная коррекция компенсации отборов закачкой на нефтяных месторождениях // Нефтепромысловое дело. 2012. № 1. С. 26–28.
12. Антонов М. С. Оптимизация системы заводнения путем построения карт текущей и накопленной компенсации на примере колганской толщи Вахитовского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. 2011. № 3. С. 18–21.
13. Яскин С. А., [и др.] Геолого-технологический скрининг методов воздействия на пласты / Яскин С. А., Мухаметшин В.В., Андреев В. Е., Дубинский Г. С., Чижов А. П. //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 2. С. 51–56.

14. Rezapour A., Ortega A., Ershaghi I. Reservoir waterflooding system identification and model validation with injection/production rate fluctuations. SPE Western Regional Meeting, April 27, 2015, Anaheim, United States, 2025, P. 2–3.
15. Дроздов А. Н., Егоров Ю. А., Телков В. П. Водогазовое воздействие: исследование процесса вытеснения нефтей различной вязкости применительно к Шумовскому месторождению // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2007. № 4, С. 56–61.
16. Горностаев О. М. Математическое и компьютерное моделирование. М.: Мир науки. 2019. С 33–48. [Электронный ресурс]. URL: <https://izd-mn.com/PDF/50MNNPU19.pdf> (дата обращения: 29.07.2025).
17. Нажису, Ерофеев В. И. Исследование и применение комплексной технологии заводнения для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. 2017. № 10. С. 96–100.
18. Минханов И. Ф., Долгих С. А., Варфоломеев М. А. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие для вузов. Казанский федеральный университет, 2019. 96 с.
19. Свалов А.М. О некоторых проблемах заводнения карбонатных коллекторов // Нефтегазовое дело. 2023. № 6. С. 6–14.
20. Тома А., [и др.] Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / Тома А., Саюк Б., Абиров Ж., Мазбаев Е. // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 7-8. С. 58–67.

References

1. Ibragimov HM, Gadzhiev AA, Huseynova NI. A case study of Neft Dashlary field applying a new approach to diagnostics of the current distribution of the water flow injected into a productive reservoir. Azerbaijan Oil Industry. 2021;(12):108-114. (In Russ.).
2. Aminev MKh, Shamilov FT. Dual completion equipment with a real-time parameter control system. Oil Gas conference. 2013;(11):243-244. (In Russ.).

3. Kosyanov PM, Manyukova NV. Designing a computer model for the operation of several layers of a single injection well. Mathematical structures and modeling. 2021;(4):96-104. (In Russ.).
4. Vaganov LA, Sentsov AYu, Ankudinov AA, Polyakova NS. Estimating optimal injectivity of injection wells of a dispersed waterflooding system. Oil and Gas. 2017;(6):64-66. (In Russ.).
5. Eliseev DV, Zaviyalov AA, Mineva OK, Minev VS, Rosenberg EYu, Saushin AZ. Elements of the "intelligent well" concept in the development of offshore fields. Geology, Geography and Global Energy. 2018;(3):80-88. (In Russ.).
6. Guseva DN. Integrated approach to waterflooding system optimization. Scientific and technical bulletin of Rosneft. 2015;(4):45-47. (In Russ.).
7. Gokhberg ZhL, Gorbaticov VA, Palyanov AP. Monitoring and control of water injection into injection wells of the reservoir pressure maintenance system. Power Engineering and Automation. 1998;(2):112-115. (In Russ.).
8. Ankudinov AA, Vaganov LA, Sokhoshko SK. Integrated approach to the analysis of the implemented waterflooding system and its improvement. Oil industry. 2016;(8):48-49. (In Russ.).
9. Belyaev LS. Solution of complex optimization problems under uncertainty. Novosibirsk: Nauka; 1978. 128 p. (In Russ.).
10. Korolev MS. Optimization of reservoir pressure maintenance systems. St. Petersburg: Nedra; 2013. 176 p. (In Russ.).
11. Sagitov DK, Khalzov AA, Lepikhin VA. Operational correction of voidage replacement by injection at oil fields. Oil Field Business. 2012;(1):26-28. (In Russ.).
12. Antonov MS. Optimization of the waterflooding system by building maps of the current and accumulated voidage replacement using a case study of the Kolgan formation of the Vakhitovsky oil field. Oil Field Business. 2011;(3):18-21. (In Russ.).
13. Yaskin SA, Mukhametshin VV, Andreev VE, Dubinsky GS, Chizhov AP. Geological and technological screening of formation stimulation methods. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2018;(2):51-56. (In Russ.).
14. Rezapour A, Ortega A, Ershaghi I. Reservoir waterflooding system identification and model validation with injection/production rate fluctuations. SPE Western Regional Meeting, April 27, 2015. Anaheim, United States; 2025. P. 2-3.

15. Drozdov AN, Egorov YuA, Telkov VP. Water-Alternating-Gas: study of the process of displacing oils of various viscosities applied to the Shumovskoye field. Territory OIL AND GAS. 2007;(4):56-61. (In Russ.).
16. Gornostaev OM. Mathematical and computer modeling. Moscow: Mir nauki; 2019. P. 33–48. [Electronic resource]. URL: <https://izd-mn.com/PDF/50MNNPU19.pdf> (accessed: 29.07.2025). (In Russ.).
17. Nazhisu, Erofeev VI. Research and application of integrated flooding technology to enhance oil recovery. Successes of modern natural science. 2017;(10): 96-100. (In Russ.).
18. Minkhanov IF, Dolgikh SA, Varfolomeev MA. Development of oil and gas fields: a textbook for universities. Kazan Federal University; 2019. 96 p. (In Russ.).
19. Svalov AM. Considerations on carbonate reservoir flooding. Oil and Gas Business. 2023;(6):6-14. (In Russ.).
20. Toma A, Sayuk B, Abirov Zh, Mazbaev E. Polymer flooding for enhanced oil recovery at light and heavy oil fields. Territory Oil and Gas. 2017;(7–8):58-67. (In Russ.).

Информация об авторах

Иосиф Васильевич Суди – ведущий специалист, Тюменский нефтяной научный центр. E-mail: IV_Sudi2@tnnc.rosneft.ru.

Максим Викторович Зуев – менеджер, Тюменский нефтяной научный центр. E-mail: mvzuev-tnk@tnnc.rosneft.ru.

Надежда Александровна Чихарева – ведущий специалист, Тюменский нефтяной научный центр. E-mail: NA_Chikhareva@tnnc.rosneft.ru.

Ольга Алексеевна Вагнер – ведущий специалист, Тюменский нефтяной научный центр. E-mail: oavagner2@tnnc.rosneft.ru.

Вклад авторов

Иосиф Васильевич Суди. Проведение исследования, сбор и анализ информации, выполнение расчётов. Подготовка и редактирование текста на всех этапах работы. Утверждение окончательного варианта – принятие ответственности за все аспекты работы, целостность всех частей статьи и ее окончательный вариант.

Максим Викторович Зуев. Экспертное сопровождение и курирование на всех этапах работы. Утверждение окончательного вариан-

та – принятие ответственности за все аспекты работы, целостность всех частей статьи и ее окончательный вариант.

Надежда Александровна Чихарева. Сбор и анализ информации, валидация алгоритма. Подготовка текста и графических материалов – составление черновика рукописи, участие в научном дизайне.

Ольга Алексеева Вагнер. Сбор и анализ полученных данных, выполнение расчётов. Редактирование текста – формирование его окончательного варианта, участие в научном дизайне.

Information about the authors

Iosif V. Sudi – lead specialist, Tyumen Petroleum Research Center. E-mail: IV_Sudi2@tnnc.rosneft.ru.

Maxim V. Zuev – manager, Tyumen Petroleum Research Center. E-mail: mvzuev-tnk@tnnc.rosneft.ru.

Nadezhda A. Chikhareva – lead specialist, Tyumen Petroleum Research Center. E-mail: NA_Chikhareva@tnnc.rosneft.ru.

Olga A. Vagner – lead specialist, Tyumen Petroleum Research Center. E-mail: oavagner2@tnnc.rosneft.ru.

Contribution of the authors

Iosif V. Sudi. Conducted research, collected and analyzed information, performed the estimates. Generated and edited the text at all stages of the work. Approved the final version - accepted responsibility for all aspects of the study, the integrity of all parts of the paper and its final version.

Maxim V. Zuev. Ensured expert support and supervision at all stages of work. Approved the final version and took responsibility for all aspects of the study, the integrity of all parts of the paper, and its final version.

Nadezhda A. Chikhareva. Collected and analyzed the information, validated the algorithm. Generated the text and graphic materials, drafted the manuscript, participated in scientific design.

Olga A. Vagner. Collected and analyzed the obtained data, made calculations. Edited the text, formed its final version, participated in scientific design.