

# НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Научно-технический журнал  
Издается с июля 2024 г.

2 (3)' 2025

Выходит два раза в год

Учредители

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет  
имени П. О. Сухого»

Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть»

Главный редактор

**А. В. Путято**, д-р техн. наук, профессор, ректор учреждения образования  
«Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого»  
(Гомель, Беларусь)

Заместители главного редактора

**А. Б. Невзорова**, д-р техн. наук, профессор (Гомель, Беларусь),  
**А. Г. Ракутько**, канд. техн. наук (Гомель, Беларусь)

Ответственный секретарь

**О. Н. Кучерявенко**

Редакционная коллегия

**А. А. Бойко**, д-р техн. наук, профессор (Гомель, Беларусь)  
**А. И. Гавриленко**, канд. техн. наук (Гомель, Беларусь)  
**В. Г. Жогло**, д-р геол.-минерал. наук, доцент (Минск, Беларусь)  
**Ш. А. Каримов**, канд. техн. наук, доцент (Ташкент, Узбекистан)  
**И. В. Лымарь**, канд. техн. наук (Гомель, Беларусь)  
**А. В. Насыбуллин**, д-р техн. наук, профессор (Альметьевск, Россия)  
**П. П. Повжик**, канд. техн. наук, доцент (Гомель, Беларусь)  
**Е. Н. Подденежный**, д-р хим. наук, профессор (Гомель, Беларусь)  
**В. Д. Порошин**, д-р геол.-минерал. наук, профессор (Гомель, Беларусь)  
**Д. К. Сагитов**, д-р техн. наук, профессор (Уфа, Россия)  
**А. В. Серебrenников**, канд. техн. наук (Гомель, Беларусь)  
**А. В. Фомкин**, д-р техн. наук, доцент (Москва, Россия)  
**Н. Н. Химич**, д-р хим. наук, профессор (Санкт-Петербург, Россия)  
**В. В. Шиманский**, д-р геол.-минерал. наук (Санкт-Петербург, Россия)  
**И. В. Шпуров**, канд. геол.-минерал. наук, д-р техн. наук (Москва, Россия)

**Адрес редакции**

Пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель,  
Республика Беларусь  
Тел./факс +375 232 29 37 30  
E-mail: [ngi@gstu.by](mailto:ngi@gstu.by)

---

**НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ**

2 (3) 2025

*Выходит на русском, белорусском и английском языках*

---

*Журнал входит в Перечень научных изданий Республики Беларусь  
для опубликования результатов диссертационных исследований*

Ответственный за выпуск **Н. Г. Мансурова**

Редактор **Т. Н. Мисюрова**  
Компьютерная верстка **И. П. Минина**  
Дизайн обложки **И. П. Минина**

Подписано в печать **30.12.2025 г.**

---

Формат **60x84/8**. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».  
Ризография. Усл. печ. л. **12,55**. Уч.-изд. л. **10,09**  
Тираж **50 экз.** Заказ № **91/73**.

---

Издатель и полиграфическое исполнение  
Гомельский государственный технический университет имени **П. О. Сухого**.  
ЛП № **02330/480** от **20.12.2016 г.**  
Пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель

© Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени **П. О. Сухого**», 2025

# OIL AND GAS ENGINEERING

---

Scientific and technical journal  
Published since July 2024

2 (3)' 2025

---

Published twice a year

Founders

Sukhoi State Technical University of Gomel

Republican Unitary Enterprise "Production Association "Belorusneft"

Chief editor

**Arthur V. Putsiata**, Doctor of Engineering, Professor, Rector of Sukhoi  
State Technical University of Gomel (Gomel, Belarus)

Deputies editor

**A. B. Nevzorova**, Doctor of Engineering, Professor (Gomel, Belarus)

**A. G. Rakutko**, Ph.D. in Engineering (Gomel, Belarus)

Executive secretary

**O. N. Kucheryavenko**

The journal staff

**A. A. Boika**, Doctor of Engineering, Professor (Gomel, Belarus)

**A. I. Gavrilenko**, Candidate of Engineering Sciences (Gomel, Belarus)

**V. G. Zhoglo**, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor (Minsk, Belarus)

**Sh. A. Karimov**, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor (Tashkent, Uzbekistan)

**I. V. Lyamar**, Candidate of Engineering Sciences (Gomel, Belarus)

**A. V. Nasybullin**, Doctor of Engineering, Professor (Almetyevsk, Russia)

**P. P. Povzhik**, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor (Gomel, Belarus)

**E. N. Poddenezhnyj**, Doctor of Chemical Sciences, Professor (Gomel, Belarus)

**V. D. Poroshin**, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor (Gomel, Belarus)

**D. K. Sagitov**, Doctor of Engineering, Professor (Ufa, Russia)

**A. V. Serebrennikov**, Candidate of Engineering Sciences (Gomel, Belarus)

**A. V. Fomkin**, Doctor of Engineering, Associate Professor (Moscow, Russia)

**N. N. Khimich**, Doctor of Chemical Sciences, Professor (St. Petersburg, Russia)

**V. V. Shimanskij**, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences (St. Petersburg, Russia)

**I. V. Shpurov**, Candidate of Geologo-Mineralogical Sciences, Doctor of Engineering Sciences  
(Moscow, Russia)

***Editorial address***

*48 Prospect Octiabria, Gomel, 246746  
Republic of Belarus  
Tel./fax +375 232 29 37 30  
E-mail: [ngi@gstu.by](mailto:ngi@gstu.by)*

---

**OIL AND GAS ENGINEERING**

**2 (3) 2025**

*Published in Russian, Belarusian and English*

---

---

*The Journal is included in the List of Journals for Publication of the Results  
of Dissertation Research in the Republic of Belarus*

**Releaser N. G. Mansurova**

**Editor T. N. Misurova  
Desktop Publishing I. P. Minina  
Cover design I. P. Minina**

**Signed for publication 30.12.2025**

---

**Format 60x84/8. Offset paper. Times headset.  
Risography. Printed pages 12,55. Publisher's signatures 10,09.  
Print run 50 copies. Order № 91/73.**

---

**Publisher and printing execution  
Sukhoi State Technical University of Gomel  
License for the press no. 02330/480 dated December 20, 2016.  
48 Prospect Octiabria, Gomel, 246746**

## СОДЕРЖАНИЕ

<i>Невзорова А. Б., Коробейникова Е. В., Фролов В. В., Бойко А. А. Системы управления нефтедобывающей компании для контроля производственных процессов</i>	8
<i>Мингатина О. А., Насыбуллин А. В. Инновационные технологии снижения вязкости тяжелой нефти: микробиологические, физические и химические подходы</i>	17
<i>Дубина Д. А., Войтехин О. Л., Синецкий Р. В. Анализ причин выноса расклинивающих агентов из скважин, вскрывающих I–III пакку петриковско-елецкой залежи Речицкого нефтяного месторождения</i>	29
<i>Климович В. А., Порошин В. Д. Оценка целесообразности применения кварцевого песка при проведении гидроразрыва пласта на коллекторах Республики Беларусь</i>	41
<i>Авласенко И. С., Пологеенко В. В., Порошин Д. В. Применение технологии бурения с MPD в Припятском прогибе</i>	52
<i>Денисенко А. В., Серебренников А. В., Гавриленко А. И. Новые технологические решения в стимуляции трудноизвлекаемых запасов Припятского прогиба</i>	59
<i>Войтехин О. Л., Серебренников А. В., Мироненко К. В. Анализ влияния технологических параметров Plug&amp;Perf многостадийного гидроразрыва пласта на характеристики работы перфорационных кластеров в условиях нетрадиционных коллекторов Республики Беларусь</i>	68
<i>Жуковский А. М., Повзжик П. П. Влияние уплотнения коллектора на напряженно-деформированное состояние эксплуатационной колонны и цементной крепи</i>	83
<i>Майлат Я. А. Особенности учета гидравлического разрыва пласта при гидродинамическом моделировании елецко-задонской залежи (II блок) Мармовичского месторождения нефти</i>	91

## CONTENT

<i>Nevzorova A. B., Korobeynikova E. V., Frolov V. V., Boika A. A. Management systems of an oil producing company for monitoring production processes</i>	8
<i>Mingatina O. A., Nasybullin A. V. Innovative technologies for reducing the viscosity of heavy oil: microbiological, physical and chemical approaches</i>	17
<i>Dubina D. A., Voitekhn O. L., Sinetsky R. V. Analysis of the reasons for the removal of proppant agents from wells opening the I–III pack of the petrikovsko-yeletskaaya deposit of the Rechitsky oil field</i>	29
<i>Klimovich V. A., Poroshin V. D. Assessment of the feasibility of using quartz sand for hydraulic fracturing in reservoirs of the Republic of Belarus</i>	41
<i>Avlasenko I. S., Pologeenko V. V., Poroshin D. V. Application of MPD drilling technology in the pripyat trough</i>	52
<i>Denisenko A. V., Serebrennikov A. V., Gavrilenko A. I. New technological solutions for stimulating hard-to-recover reserves of the Pripyat trough</i>	59
<i>Voitekhn O. L., Serebrennikov A. V., Mironenko K. V. Analysis of the influence of technological parameters Plug&amp;Perf of multi-stage hydraulic fracturing on the performance of perforation clusters in non-traditional reservoirs of the Republic of Belarus</i>	68
<i>Zhukovsky A. M., Povzhik P. P. Effect of collector compaction on the stress-strain state of the production string and cement support</i>	83
<i>Mailat Ya. A. Features of accounting for hydraulic fracturing in hydrodynamic modeling of the yeletska-zadonskaya deposit (block II) of the Marmovich oil field</i>	91

*Уважаемые читатели и авторы!*

В эпоху новой парадигмы цифрового технологического развития нефтегазовой отрасли качественное высшее образование и отраслевые научные исследования приобретают все большую стратегическую важность. В настоящее время устоявшаяся модель обучения в университетах проходит стремительную цифровую и информационную трансформацию в рамках формирования интегрированной образовательной, научно-исследовательской и предпринимательской среды «Университет 3.0» для обеспечения нефтедобывающей отрасли высококвалифицированными кадрами, способными создавать и реализовывать инновационные технологии и процессы при разработке и добыче углеводородного сырья.



Подразумевается широкое использование новых методов обучения, инновационных дидактических инструментов и инструментов управления, а также создание интеллектуальной и устойчивой инфраструктуры, в основном дополняемой современными и развивающимися информационно-коммуникативными технологиями, для улучшения процессов генерации знаний и передачи информации. В ГГТУ им. П. О. Сухого сформирована уникальная экосистема по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», построенная по принципам адаптивности и персонализации, формирующая новую управленческую парадигму организации процесса образования и подготовки кадров.

Как ключевая научно-образовательная подсистема университета кафедра «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика» требует от преподавателей сочетания экспертного знания предмета, компетенций ментора, а также приверженности к постоянному профессиональному росту. Это необходимо для эффективного сопровождения студентов и полной реализации педагогического и научного потенциала. На кафедре наряду со штатными сотрудниками активно вовлечены в научно-образовательный процесс и представители РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» и БелНИПИ-нефть, которые дают востребованные знания по актуальным инновациям и разработкам обучающимся и делятся информацией с профессорско-преподавательским составом. Деятельность внутри научно-образовательной экосистемы кафедры носит высокоинтеллектуальный характер, обеспечивая высокое качество и развитие человеческих ресурсов.

В настоящее время в университете реализуется интегрированная система построения академической траектории обучающихся, включающая в себя три ступени образовательной подготовки: высшее специальное образование; высшее углубленное образование (магистратура); научно ориентированное образование (аспирантура). При этом особое внимание уделяется научно-технической подготовке кадров высшей квалификации, формированию у них компетенций, необходимых для организации и проведения научных исследований, осуществлению профессиональной деятельности с инновационным подходом к решению рабочих вопросов.

Важно вовлечение специалистов в проведение научных работ как фундаментального характера, например, в рамках реализации Государственных программ научных

исследований, так и прикладного характера при решении производственных задач в рамках подготовки диссертационных работ по научным темам, согласованным с РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Для апробации своих результатов молодые исследователи активно принимают участие в научно-технических стартах, международных конкурсах, конференциях, школах, многие из которых организуются на базе ГГТУ им. П. О. Сухого. Важно, что результаты исследований молодых ученых публикуются в разных изданиях, в том числе в научно-техническом журнале «Нефтегазовый инжиниринг», который с 11 ноября 2025 г. включен в Перечень научных изданий Республики Беларусь для опубликования результатов диссертационных исследований.

Таким образом, мы уверены в дальнейшем успешном развитии научно-технической экосистемы направления нефтегазоразработки в университете, базируясь на многолетнем и многогранном сотрудничестве с основным заказчиком кадров РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», а также с нашими партнерами – образовательными и научными организациями разных стран.

НЕВЗОРОВА Алла Брониславовна,  
заместитель главного редактора,  
доктор технических наук, профессор,  
заведующий кафедрой «Нефтегазоразработка  
и гидропневмоавтоматика»  
Гомельского государственного технического  
университета имени П. О. Сухого

УДК 622.276:004.67

## СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ КОМПАНИИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

А. Б. НЕВЗОРОВА<sup>1</sup>, Е. В. КОРОБЕЙНИКОВА<sup>2</sup>, В. В. ФРОЛОВ<sup>2</sup>, А. А. БОЙКО<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

<sup>2</sup>РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель

**Аннотация.** Предложена концепция интеллектуального управления производственным объектом, которая подразумевает преобразование производственных ресурсов, способных воспринимать, соединяться и взаимодействовать друг с другом для автоматического и адаптивного выполнения производственных операций. Установлено, что архитектура единой информационной системы нефтяной компании включает: основные бизнес-процессы, отвечающие за автоматизированный сбор информации, в базу данных реального времени; визуальный контроль и оперативный анализ технологических процессов скважин, мониторинга состояния технологического оборудования на производственном web-портале с навигацией по производственным активам, трендам, отчетам, картам состояний и таблицам, а также дальнейшего анализа неисправностей оборудования; расчет и визуализацию ключевых параметров эффективности производственных процессов на основе всех производственных данных, собранных в базу данных реального времени с возможностью аналитики. Внедрение производственных MES-систем и их интеграция в существующий ИТ-ландшафт нефтедобывающего предприятия стали новым шагом в повышении операционной эффективности производства, позволили на более высоком уровне в режиме реального времени мониторить и анализировать производственные процессы, ускорять скорость принятия решений.

**Ключевые слова:** системы управления, мониторинг, архитектура информационной системы, аналитика, MES-система.

**Для цитирования.** Системы управления нефтедобывающей компании для контроля производственных процессов / А. Б. Невзорова, Е. В. Коробейникова, В. В. Фролов, А. А. Бойко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 2 (3). – С. 8–16.

## MANAGEMENT SYSTEMS OF AN OIL PRODUCING COMPANY FOR MONITORING PRODUCTION PROCESSES

A. B. NEVZOROVA<sup>1</sup>, E. V. KOROBAYNIKOVA<sup>2</sup>, V. V. FROLOV<sup>2</sup>, A. A. BOIKA<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus*

<sup>2</sup>*RUE "Production Association "Belorusneft", Gomel*

**Annotation.** The concept of intelligent control of a production facility is proposed, which implies the transformation of production resources that can perceive, connect and interact with each other for automatic and adaptive execution of production operations. The architecture of the unified information system of an oil company includes the following: the main business processes responsible for automated collection of information into a real-time database; visual control and operational analysis of technological processes of wells, monitoring the state of technological equipment on the production web portal with navigation through production assets, trends, reports, status maps and tables as well as further analysis of equipment malfunctions; calculation and visualization of key performance parameters of production processes based on all production data collected in a real-time database with the analytics possibility. The introduction of production MES-systems and their integration into the existing IT landscape of the oil-

producing enterprise became a new step in improving the operational efficiency of production, made it possible to monitor and analyze production processes at a higher level in real time and accelerate the speed of decision-making.

**Keywords:** management systems, monitoring, information system architecture, analytics, MES-system.

**For citation.** Nevzorova A. B., Korobeynikova E. V., Frolov V. V., Boika A. A. Management systems of an oil producing company for monitoring production processes. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 8–16 (in Russian).

**Введение.** Нефтедобывающая промышленность, являясь ключевым сегментом мировой энергетики, находится в постоянном поиске современных решений, направленных на повышение эффективности, снижение затрат и улучшение устойчивости операций. Основную роль в этом играют системы управления нефтегазодобывающим оборудованием, которые претерпевают революционные изменения благодаря инновациям и передовым цифровым технологиям [1]. Классическая схема иерархии информационных систем предприятия (рис. 1) состоит из следующих уровней [2]:

– АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами [3];

– MES (Manufacturing Execution System, MES) – система управления производственными процессами [4];

– ERP (enterprise resource planning) или ППП (планирование ресурсов предприятия) – ERP-система – это информационная система, которая объединяет в единую базу данные о производстве, продажах, логистике, финансах, управлении персоналом и автоматизирует процессы внутри компании, а также включает транзакционные учетные системы предприятия и аналитические приложения для принятия стратегических решений топ-менеджментом [5];

– OLAP (Online Analytical Processing) – это категория программного обеспечения, которая позволяет пользователям анализировать информацию из различных баз данных одновременно. Основная функция OLAP-систем – обеспечение быстрого доступа к многомерным данным, что делает их идеальными для выполнения сложных вычислений и анализа больших объемов данных [6].



Рис. 1. Схема иерархии информационных систем предприятия

Fig. 1. The scheme of hierarchy of information systems of the enterprise

АСУ ТП и системы ERP получили уже достаточно большое распространение и внедрены на многих предприятиях. Например, 1С:ERP – решение на платформе 1С:Предприятие для построения комплексных информационных систем управления деятельностью многопрофильных предприятий с учетом лучших мировых и отечественных практик автоматизации крупного и среднего бизнеса.

Но в последние 5 лет нефтегазодобывающий сектор претерпевает значительные изменения, в основе которых лежит система управления производством MES, концепция которой постоянно совершенствуется. Многие исследования показывают, что для управления производством необходимы аналитические функции, доступные для рядовых пользователей (инженеров, диспетчеров, геологов и т. д.). Для внедрения системы управления производством на сегодняшний день не существует готовой к использованию платформы для создания интеллектуальных производственных систем в нефтегазовой отрасли [7].

**Цель работы.** Провести анализ проблемы и опыта по проектированию, внедрению и эксплуатации MES-системы для процессов нефтедобычи белорусской нефтедобывающей компании.

**Результаты и их обсуждение.** MES-система – важнейший компонент, который устраняет разрыв между системами планирования ресурсов предприятия (ERP) и производственными подразделениями. С 2022 г. решения MES начали интенсивно встраивать в информационную систему РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» с целью повышения эффективности производства, обеспечения контроля качества и принятия решений в режиме реального времени.

Цифровой актив предприятия складывается из следующих составляющих: новой системы управления инженерными данными (СУИД) и цифровых двойников объектов предприятий.

В качестве системы управления данными выступает Центр интегрированных операций НГДУ «Речицанефть», который в режиме реального времени следит за всем происходящим на объектах нефтедобычи с использованием системы телеметрии, мгновенно реагирует на любые изменения и отклонения от заданных параметров. В качестве цифровых двойников объектов выступают: информационно-аналитические системы «Цифровое месторождение», «Цифровая геологоразведка», «Цифровая платформа строительства скважин», «Цифровой завод». Все эти системы создают единую платформу достоверных производственных данных для оперативного принятия управленческих решений [8].

Процесс цифровизации связан как с развитием серверной инфраструктуры, возможностью хранения и быстрой обработки огромного массива информации, так и с развитием технологий интернет-платформы вещей (IOT) и OLAP-систем, развитием средств связи и возможностью передачи данных с «уровня поля» на большие расстояния. MES-системы применяются для управления различными производственными процессами на месторождении и предназначены для объединения производственных данных с уровнем различных программных систем SCADA и АСУ ТП, используемых в производстве.

Основными задачами, поставленными перед MES-системой, являются:

- сбор производственной информации в единой базе данных реального времени и автоматический анализ качества информации;
- контроль работы производственных мощностей на основе построенных моделей отказов для каждого типа оборудования в реальном времени;
- контроль качества, выполнение плановых показателей и других производственных KPI;
- ведение журналов событий с возможностью эскалации событий на верхний уровень;
- анализ работы оборудования и выяснение причин отказов на основе трендов по ретроспективным данным;
- источник данных для других аналитических систем.

MES-системы на данный момент стали основным инструментом управления производственными процессами с уровня единой цифровой диспетчерской.

Обычно на предприятиях, занимающихся несколькими видами производственной деятельности, внедряется столько MES-систем, сколько существует различных производственных процессов. Если взять классический пример вертикально-интегрированной нефтяной компании, то для процессов добычи нефти, процессов переработки нефти, процессов отпуска нефтепродуктов на АЗС невозможно использовать единую MES-систему, так как функционал программных продуктов, необходимый для реализации бизнес-процессов каждого направления, весьма уникален. Единым компонентом MES-систем для всех этих процессов может послужить база данных временных рядов, в которую в режиме реального времени поступают данные для обработки и аналитики другими приложениями. В литературе часто такую базу данных называют озером промышленных данных [9]. Стоит отметить, что данные этого так называемого озера могут использоваться не только уровнем MES, но и уровнем ERP.

Таким образом, вырисовывается концепция интеллектуального производственного объекта (ИПО), которая подразумевает преобразование производственных ресурсов в ИПО, способных воспринимать, соединяться и взаимодействовать между собой для автоматического и адаптивного выполнения производственных операций. Это приводит к разработке архитектуры единой информационной системы нефтяной компании, в которой можно выделить следующие бизнес-процессы:

### **1. Автоматизированный сбор информации в базу данных реального времени (БДРВ).**

Компоненты БДРВ должны быть связаны в единую информационную сеть, построенную на основе модели взаимодействия открытых систем, обеспечивающую выполнение следующих требований:

- серверы коллекторов, БДРВ, а также смежные системы, входящие в рамки проекта, должны быть объединены в единое информационное пространство;
- адресные пространства не должны пересекаться и конфликтовать;
- должна быть реализована функция простого одноточечного подключения к существующим смежным системам без построения сложной многоуровневой системы доступа к данным;
- все имеющиеся каналы связи должны обеспечивать бесперебойную передачу данных;
- получение данных в БДРВ из смежных систем по возможности должно осуществляться по стандартным интерфейсам OPC[DA/HDA] и OLEDB;
- локальные рабочие места пользователей на уровне предприятия, а также серверное оборудование должны быть подключены к ЛВС предприятия, обеспечивающей скорость передачи данных не ниже 100 Мб/с;
- программное обеспечение БДРВ должно быть защищено от несанкционированного доступа. Сервер БДРВ должен быть размещен в демилитаризованной зоне (далее – ДМЗ) технологической сети, серверы коллекторов должны быть размещены в технологической сети. Демилитаризованная зона выступает в качестве буферной зоны для предоставления доступа к данным технологической сети из корпоративной сети для вышестоящих БП. Взаимодействие корпоративной сети и ДМЗ, а также взаимодействие ДМЗ и технологической сети должно осуществляться только через межсетевой экран (МСЭ). Межсетевой экран должен быть настроен по принципу запрета прохождения любого трафика, кроме минимально необходимого, для работы смежных систем и БДРВ (принцип «белого списка»). В МСЭ должны быть прописаны настройки, разрешающие входящий/исходящий трафик в/из технологической сети с указанием IP-источника и получателя, используемых портов и протоколов.

### **2. Визуализация производственных данных.**

Все производственные данные, собранные в БДРВ с использованием языка про-

изводственных меток, должны отображаться на производственном портале, запускаемом из корпоративной сети, и быть доступны пользователям согласно их рабочим полномочиям.

В системе должна быть реализована ролевая модель. Визуальный контроль и оперативный анализ технологических процессов скважин реализуется на мнемосхемах, в табличном виде и в форме трендов. Применяется визуальный контроль цветовой сигнализации выхода измеряемых параметров объектов за допустимые границы, а также состояний на объектах.

Для построения MES-системы в производственном процессе нефтедобычи были выделены следующие рабочие процессы контроля и оперативного анализа работы:

- скважин (фонтанных, ШГН, УЭЦН);
- технологических процессов автоматизированной газозамерной установки (для замера дебита скважины);
- вспомогательных объектов (буллиты, МЗУ, БУМЖ, дозаторы);
- нагнетательных скважин и объектов цехов по поддержке пластового давления (далее – ЦППД);
- площадных объектов (резервуары, узлы учета);
- объектов энергоснабжения и потребления электроэнергии на основании данных, получаемых из систем АСКУЭ и СТАУЭЭ либо из систем их замещающих.



Рис. 2. Визуализация данных типовой скважины месторождения Р со способом добычи ШГН

Fig. 2. Visualization of data from a typical well of the R deposit with a SHGN extraction method

Современные системы мониторинга в процессах добычи нефти механизированным фондом скважин представляют сложный комплекс технологий, позволяющий получать точную информацию и оперативно реагировать на возникающие изменения в скважине. Все существующие технологии нацелены на создание скважин, способ-

ных постоянно отслеживать все необходимые параметры в режиме онлайн с минимальным участием человека. Такие скважины называют интеллектуальными, их применение на месторождении обусловлено экономической целесообразностью. На рис. 2 представлен пример организации визуализации данных для типовой добывающей скважины месторождения Р, оборудованной штанговыми глубинными насосными установками, в различных представлениях, состоящими: из панели параметров ШГН (1), панели справочных данных (2), панели расчетных данных (3), последней поверхностной динамограммы (4), трендов наиболее часто используемых параметров (5), трендов замеров (6). Данные в реальном времени позволяют проводить анализ эффективности эксплуатации скважин и делать прогноз на заданный период.

### 3. Мониторинг и диагностика технологического оборудования.

Бизнес-процесс предназначен для мониторинга состояния технологического оборудования на производственном web-портале с навигацией по производственным активам, трендам, отчетам, картам состояний и таблицам, а также дальнейшего анализа неисправностей оборудования. Бизнес-процесс «Мониторинг и диагностика технологического оборудования» можно условно разделить на три направления в зависимости от принадлежности контролируемого и анализируемого оборудования: объекты наземной инфраструктуры (скважины фонтанные, ШГН, ЭЦН, АГЗУ, замерные буллиты, вспомогательные объекты); объекты сопровождения поддержки пластового давления; объекты энергетики. Функционал данного бизнес-процесса должен обеспечивать:

- диагностический контроль состояния оборудования;
- мониторинг и анализ нарушений норм технологического режима по объектам;
- текущие события в дереве событий по объектам;
- мониторинг оборудования и процесса, локальные показатели эффективности;
- мониторинг и анализ истории событий, который должен быть представлен в виде журнала событий мониторинга и диагностики объектов;
- мониторинг и анализ трендов;
- анализ отчетов, сформированных системой мониторинга и диагностики технологического оборудования.

Визуальный контроль и оперативный мониторинг объектов осуществляется как в форме тепловой карты, так и в виде дерева неисправностей.

При создании модели объекта для каждой из аварийных ситуаций задается такой параметр, как важность (чем больше, тем сильнее влияние на работоспособность данного объекта).

При создании единицы объекта в дереве объектов для каждой из них задается такой параметр, как критичность (более дорогостоящий объект и имеющий сильное влияние на работу всего технологического цикла). Комбинацией этих параметров и определяется цвет отображения объекта на тепловой карте.

«Дерево неисправностей» является графическим отображением объекта и связанных с ним отказов и позволяет специалисту-пользователю оперативно обнаружить возможный первоисточник неисправности объекта (рис. 3). Данный функционал позволяет пользователю оперативно определить текущее состояние объектов и источник неисправностей. Большинство добывающих скважин механизированного фонда на месторождении Р эксплуатируется установкой электроцентробежных насосов, работа которых сопряжена с осложнениями, интенсивными тепловыделениями и т. п. Знание температурного режима работы как функции многих переменных привело к созданию визуальной тепловой карты скважин (рис. 4), с помощью которой можно в реальном времени отслеживать состояние установки электроцентробежных насосов и своевременно предпринимать превентивные мероприятия по оптимизации работы

таких скважин. Это позволяет увеличить среднюю наработку на отказ и повысить технико-экономические показатели работы скважины, снизив операционные и эксплуатационные затраты.

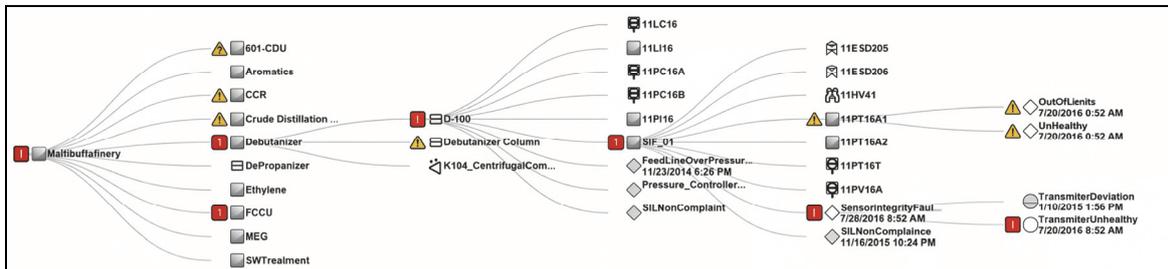


Рис. 3. Эскиз видеокadra дерева неисправностей

Fig. 3. Sketch of the video frame of the fault tree

Фильтры:		Скрыть скважины в работе:		По цеху добычи:		По способу эксплуатации:	
		<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/> ЦДНГ-1 <input type="checkbox"/> ЦДНГ-2-1 <input type="checkbox"/> ЦДНГ-2-2		<input checked="" type="checkbox"/> Только ШГН <input checked="" type="checkbox"/> Только ЭЦН	
Скрыть скважины не участвующие в режиме:							
<input checked="" type="checkbox"/>							
318 Реч. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	338 Реч. ШГН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	52 Реч. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	485 Реч. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	3 Беск. ШГН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	492 Реч. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	490 Реч. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	420 Реч. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.
420 Реч. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	494 Реч. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	42 Некр. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: 1,28 т. Факт. пот. в тек.сут.: 4,98 т. Ожид. пот. в тек.сут.: 1,40 т.	390 Реч. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	535 Реч. ШГН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	491 Реч. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	225 Реч. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	280 Реч. ШГН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.
420 Реч. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	452 Реч. ШГН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	103 В.Перв ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: 1354 м. Факт. пот. в тек.сут.: 4,98 т. Ожид. пот. в тек.сут.: 5,29 т.	137 Реч. ШГН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	231 Реч. ШГН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	311 Реч. ШГН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	303 Реч. ШГН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	143 Реч. ШГН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.
143 Реч. ШГН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	287 Реч. ШГН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	9001 Гарц. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	392 Реч. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	17 Карт. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	85 В.Перв. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	45 Мал. ЭЦН Режим: т. Посл. ост.: м. Сум. вр. ост. в тек.сут.: м. Факт. пот. в тек.сут.: т. Ожид. пот. в тек.сут.: т.	

Рис. 4. Эскиз видеокadra тепловой карты скважин

Fig. 4. Sketch of a video frame of a heat map of oil wells

#### 4. Расчет и визуализация ключевых параметров эффективности.

Для оперативного контроля выполнения производственной программы в MES-системе предусмотрена функция расчета ключевых параметров эффективности производственных процессов на основе всех производственных данных, собранных в БДРВ с возможностью аналитики.

Перечень ключевых показателей каждая компания выбирает согласно поставленным задачам и специфике их работы. На этапе внедрения необходимо определить, какие показатели наиболее важны и чему надо уделить более пристальное внимание. Следующим этапом необходимо определить алгоритмы расчета и проанализировать, имеется ли вся необходимая информация в БДРВ в актуальном виде. Если информации для расчетов не хватает, необходимо произвести дооснащение производственных объектов дополнительными датчиками, средствами учета или получить эти данные с помощью интеграции с других систем. Например, если в компании часто происходят

отказы оборудования, то в качестве ключевого параметра эффективности для персонала, контролирующего работу оборудования, можно ввести рост тренда наработки оборудования на отказ. Ключевые показатели эффективности делятся на локальные и интегрируемый. Локальные ключевые показатели рассчитываются для каждого отдельного процесса. Интегрированный ключевой показатель эффективности устанавливается для всего производственного процесса на основе данных локальных ключевых показателей и их вклада. Система должна позволять проводить быстрый анализ невыполнения ключевых показателей эффективности и помогать находить объекты, которые вносят отрицательный вклад для оперативного устранения. Примером локальных ключевых параметров эффективности для процессов нефтедобычи могут служить: потери по добыче нефти при внеплановых отключениях скважин; количество отказов оборудования; рост сроков наработки оборудования на отказ; уменьшение потребления электроэнергии; отклонение по фактической добыче согласно режимной.

**Заключение.** Таким образом, внедрение производственных MES-систем и их интеграция в существующий ИТ-ландшафт предприятия стало важным шагом в повышении операционной эффективности производства, позволили на более высоком уровне в режиме реального времени мониторить и анализировать производственные процессы, ускорять скорость принятия решений.

*Исследования выполнены в рамках гранта Президента Республики Беларусь на 2025 год.*

### Литература

1. Баронов, В. В. Автоматизация управления предприятием / В. В. Баронов. – М. : ИНФРА-М, 2000. – 154 с.
2. Ключкова, А. В. ERP-системы как инструмент стратегического менеджмента / А. В. Ключкова, О. П. Орлова // Научный журнал НИУ ИТМО. Серия «Экономика и экологический менеджмент». – 2021. – № 2. – С. 134–142.
3. Шупило, О. М. Архитектура информационной системы компании / О. М. Шупило, М. М. Ащепкова, Е. В. Дрогин // Вестник Академии знаний. – 2025. – № 1 (66). – С. 944–947.
4. Турдышов, Д. Х. Особенности построения информационных систем управления / Д. Х. Турдышов // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 1. – URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=8187> (дата обращения: 09.05.2025).
5. Сулоева, С. Б. Особенности цифровой трансформации предприятий нефтегазового комплекса / С. Б. Сулоева, В. С. Мартынатов // Организатор производства. – 2019. – № 2. – С. 28–36.
6. Нагорский, К. М. Внедрение систем предиктивного обслуживания в нефтедобыче / К. М. Нагорский // Актуальные исследования. – 2024. – № 37 (219). – URL: <https://apni.ru/article/10069-vnedrenie-sistem-prediktivnogo-obluzhivanie-v-neftedobyche>. – DOI 0.5281/zenodo.16789109.
7. Дробкова, О. С. Применение технологии Data Lake как способ повышения эффективности деятельности промышленных предприятий / О. С. Дробкова, Д. М. Мирохина // Вопросы инновационной экономики. – 2024. – Т. 14, № 4. – С. 1381–1400.
8. Фролов, В. В. Оптимизация режима работы глубинно-насосного оборудования на основе цифровых моделей / В. В. Фролов, А. В. Серебренников, А. Б. Невзорова // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 33–40.
9. Chen, Y. Application of MES System in Offshore Oil and Gas Field Production Management / Y. Chen, W. Lan, C. Wang // Journal on Big Data. – 2019. – Vol. 1, N 2. – P. 47–54. – DOI/10.32604/jbd.2019.06282

## References

1. Baronov V. V. *Enterprise management automation*. Moscow, INFRA-M Publ., 2000. 154 p. (in Russian).
2. Klochkova A. V., Orlova O. P. ERP systems as a strategic management tool. *Nauchnyi zhurnal NIU ITMO. Seriya Ekonomika i ekologicheskiy menedzhment = Scientific journal of NRU ITMO. Series Economics and Environmental Management*, 2021, no. 2, pp. 134–142 (in Russian).
3. Shupilo O. M., Ashchepkova M. M., Drogin E. V. Architecture of the company's information system. *Vestnik Akademii znaniy*, 2025, no. 1 (66), pp. 944–947 (in Russian).
4. Turdyshev D. Kh. Features of the construction of information management systems. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya = Modern problems of science and education*. – 2013, no. 1. Available at: <https://www.science-education.ru/ru/article/view?id=8187> (accessed 5 September 2025) (in Russian).
5. Suloeva S. B., Martynatov V. S. Features of digital transformation of oil and gas enterprises. *Organizator proizvodstva*, 2019, no. 2, pp. 28–36 (in Russian).
6. Nagorsky K. M. Vnedrenie sistem prediktivnogo obsluzhivaniya v nefteдобыче. *Aktual'nye issledovaniya*, 2024, no. 37 (219). Available at: <https://www.apni.ru/article/10069-vnedrenie-sistem-prediktivnogo-obsluzhivanie-v-nefteдобыче> (in Russian). <https://doi.org/0.5281/zenodo.16789109>
7. Drobkova O. S., Mirokhina D. M. Using Data Lake technology as a way to improve the efficiency of industrial enterprises. *Voprosy innovatsionnoi ekonomiki = Russian Journal of Innovation Economics* 2024, vol. 14, no. 4, pp. 1381–1400 (in Russian).
8. Frolov V. V., Serebrennikov A. V., Nevzorova A. B. Optimization of the operating mode of deep-well pumping equipment based on digital models. *Neftegazovyi inzhiniring*, 2024, no. 1 (1), pp. 33–40 (in Russian).
9. Chen Y., Lan W., Wang C., Application of MES System in Offshore Oil and Gas Field Production Management. *Jornal on Big Data*, 2019, vol. 1, no. 2, pp. 47–54. <https://doi.org/10.32604/jbd.2019.06282>

## Информация об авторах

*Невзорова Алла Брониславовна* – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазоразработка и гидронеумоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр. Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: [anevzorova@gstu.by](mailto:anevzorova@gstu.by)

*Коробейникова Евгения Васильевна* – кандидат физико-математических наук, начальник управления цифровизации РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Артиллерийская, 8. 246003, г. Гомель, Республика Беларусь). E-mail: [e.korobeynikova@beloil.by](mailto:e.korobeynikova@beloil.by)

*Фролов Василий Викторович* – первый заместитель начальника – главный инженер. НГДУ «Речицанефть» РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Ленина, 43, 247500, Речица, Гомельская область, Республика Беларусь). E-mail: [V.Frolov@beloil.by](mailto:V.Frolov@beloil.by)

## Information about the authors

*Nevzorova Alla Bronislavovna* – DSc (Engineering), professor, head of the Department of Oil and Gas Development and Hydropneumatics. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: [anevzorova@gstu.by](mailto:anevzorova@gstu.by)

*Korobeynikova Evgeniya Vasilyevna* – Candidate of Physico-Mathematical Sciences, Head of the Digitalization Department. RUE Production Association Belorusneft (8, Artillery Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: [e.korobeynikova@beloil.by](mailto:e.korobeynikova@beloil.by)

*Frolov Vasily Viktorovich* – first deputy head – chief engineer. NGDU “Rechitsaneft” RUE “Production Association “Belorusneft” (43, Lenin Str., 247500, Rechitsa, Gomel region, Republic of Belarus). E-mail: [V.Frolov@beloil.by](mailto:V.Frolov@beloil.by)

*Поступила в редакцию 02.09.2025*

УДК 553.982.2

## ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ: МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ, ФИЗИЧЕСКИЕ И ХИМИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ

О. А. МИНГАТИНА<sup>1, 2</sup>, А. В. НАСЫБУЛЛИН<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Высшая школа нефти, г. Альметьевск, Российская Федерация*

<sup>2</sup>*Центр моделирования Институт «ТатНИПИнефть»  
ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск, Российская Федерация*

**Аннотация.** Рассмотрены современные методы снижения вязкости тяжелой и сверхвязкой нефти, направленные на повышение эффективности ее добычи. Особое внимание уделено микробиологическому воздействию (MEOR), ультразвуковой и магнитной обработке, а также применению сверхкритического диоксида углерода в качестве физико-химического агента. Проведен сравнительный анализ указанных технологий по критериям технической эффективности, экономической целесообразности, эксплуатационной сложности и экологической безопасности.

Работа демонстрирует перспективность гибридных решений, сочетающих физико-химические и биотехнологические методы. Полученные результаты могут быть использованы при проектировании технологических схем разработки трудноизвлекаемых нефтяных залежей. Обсуждается возможность адаптации таких методов к различным геолого-физическим условиям и составам нефти. Представленные выводы могут служить основой для проектирования интегрированных схем разработки и реализации пилотных проектов в трудноизвлекаемых залежах высоковязкой нефти.

**Ключевые слова:** сверхвязкая нефть, MEOR, биосурфактанты, ультразвук, магнитная обработка, сверхкритический CO<sub>2</sub>, снижение вязкости, нефтеотдача.

**Для цитирования.** Мингатина, О. А. Инновационные технологии снижения вязкости тяжелой нефти: микробиологические, физические и химические подходы / О. А. Мингатина, А. В. Насыбуллин // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 2 (3). – С. 17–28.

## INNOVATIVE TECHNOLOGIES FOR REDUCING THE VISCOSITY OF HEAVY OIL: MICROBIOLOGICAL, PHYSICAL AND CHEMICAL APPROACHES

O. A. MINGATINA<sup>1, 2</sup>, A. V. NASYBULLIN<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Higher School of Petroleum, Almetyevsk, the Russian Federation*

<sup>2</sup>*Modeling Center TatNIPIneft Institute  
of PJSC Tatneft named after V. D. Shashin, Almetyevsk, the Russian Federation*

**Annotation.** Modern methods of reducing the viscosity of heavy and extra-viscous oil, aimed at improving the efficiency of its production, are considered. Special attention is paid to microbiological effects (MEOR), ultrasonic and magnetic treatment, as well as the use of supercritical carbon dioxide as a physico-chemical agent. A comparative analysis of these technologies was carried out according to the criteria of technical efficiency, economic feasibility, operational complexity and environmental safety.

This work demonstrates the promise of hybrid solutions combining physico-chemical and biotechnological methods. The results obtained can be used in the design of technological schemes for the development of hard-to-recover oil deposits. The possibility of adapting such methods to various geological and physical conditions and oil compositions is discussed. The presented conclusions can serve as a basis for designing integrated schemes for the development and implementation of pilot projects in hard-to-recover high-viscosity oil deposits.

**Keywords:** ultra-viscous oil, MEOR, biosurfactants, ultrasound, magnetic treatment, supercritical CO<sub>2</sub>, viscosity reduction, oil recovery.

**For citation.** Mingatina O. A., Nasybullin A. V. Innovative technologies for reducing the viscosity of heavy oil: microbiological, physical and chemical approaches. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 17–28 (in Russian).

**Введение.** Современная нефтяная промышленность сталкивается с постепенным истощением традиционных месторождений легкой нефти и необходимостью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, в частности, тяжелых и сверхвязких нефтей. Данный вид сырья рассматривается как перспективный источник восполнения энергетического дефицита и расширения ресурсной базы топливно-энергетического комплекса. Однако такие ресурсы обладают высокой плотностью, вязкостью и содержанием смолисто-асфальтеновых соединений, что существенно затрудняет процессы добычи.

Разработка месторождений сверхвязкой нефти становится стратегически важным направлением в условиях истощения запасов легких углеводородов. Высокая плотность, вязкость и содержание смолисто-асфальтеновых компонентов в сверхвязкой нефти значительно осложняют процессы ее извлечения, транспорта и переработки.

Проблема повышения эффективности извлечения тяжелой и сверхвязкой нефти активно рассматривается в работах отечественных и зарубежных исследователей. В ряде источников отмечается, что традиционные термические методы (паротепловое воздействие, нагрев) обладают ограниченной эффективностью и требуют высокой энергоемкости [19, 20].

В связи с этим возрастает интерес к инновационным подходам, в том числе микробиологическим (MEOR), использующим продукцию метаболизма микроорганизмов для снижения межфазного натяжения и вязкости нефти [1–4, 21–24]. Ультразвуковая и магнитная обработка оказывают разрушительное влияние на асфальтеновые кластеры и улучшают фильтрационно-реологические свойства [5–13, 26]. Особое внимание уделяется применению сверхкритического CO<sub>2</sub>, который способен растворяться в нефтяной фазе, снижая вязкость и улучшая текучесть нефти [14–18, 25]. Данные технологии демонстрируют перспективы для широкого применения в условиях высоковязких нефтей.

Многие авторы подчеркивают важность комплексного подхода и интеграции физических и химических методов воздействия, что особенно актуально для трудноизвлекаемых запасов в условиях высокой вязкости и низкой проницаемости [20, 22].

**Цель работы.** Разработка и анализ современных технологий снижения вязкости сверхвязкой нефти с оценкой их эффективности, экологичности и применимости в различных условиях.

Для выполнения поставленной цели в статье решаются следующие задачи:

1. Проанализированы современные подходы к снижению вязкости сверхвязкой нефти.
2. Рассмотрены механизмы действия микробиологических, физических и физико-химических методов.
3. Проведено сравнение технологий по критериям эффективности, экологичности и энергетических затрат.
4. Определены условия применимости и целесообразность интеграции различных методов.

В работе дано обобщение, сравнение и оценка эффективности современных методов снижения вязкости с акцентом на их научную обоснованность и промышленную применимость, что позволяет выявить закономерности влияния различных физических факторов на структуру и реологические свойства тяжелых нефтей. Выводы

статьи могут быть использованы при проектировании систем повышения эффективности добычи разработки залежей тяжелой нефти.

К числу наиболее перспективных направлений относятся микробиологические методы повышения нефтеотдачи (МЕОР), магнитная и ультразвуковая обработка, а также метод с использованием сверхкритического  $\text{CO}_2$ , каждый из которых обладает своими преимуществами и технологическими особенностями.

#### Методы снижения вязкости

**МЕОР.** Одним из наиболее перспективных и экологически ориентированных методов снижения вязкости сверхвязкой нефти является микробиологическое повышение нефтеотдачи пластов (МЕОР – Microbial Enhanced Oil Recovery). Суть данного подхода заключается в использовании нефтяного пласта в качестве естественного биореактора, в который вводятся специально подобранные штаммы микроорганизмов, способные продуцировать поверхностно-активные вещества (биосурфактанты) [1]. Для обеспечения жизнедеятельности микробов одновременно подаются субстраты и питательные растворы, способствующие их активному росту, размножению и метаболической активности. В процессе жизнедеятельности микроорганизмов образуются биохимически активные соединения, в том числе биосурфактанты, которые способствуют разрушению асфальтеново-смолистых агрегатов, снижению вязкости нефти и улучшению фильтрационно-емкостных свойств пласта. Как следствие, повышается подвижность углеводородов в поровом пространстве и значительно увеличивается нефтеотдача пласта [2].

На рис. 1 представлена последовательность микробиологического воздействия (МЕОР) в пористой среде коллектора. Введение питательных веществ и микроорганизмов способствует активизации биохимических процессов, в результате которых микроорганизмы продуцируют поверхностно-активные вещества (биосурфактанты). Эти соединения снижают межфазное натяжение между нефтью и поровой водой, способствуя мобилизации и вытеснению нефти из пористой среды. Такой механизм позволяет повысить нефтеотдачу залежей сверхвязкой нефти без применения энергоёмких и экологически опасных методов.

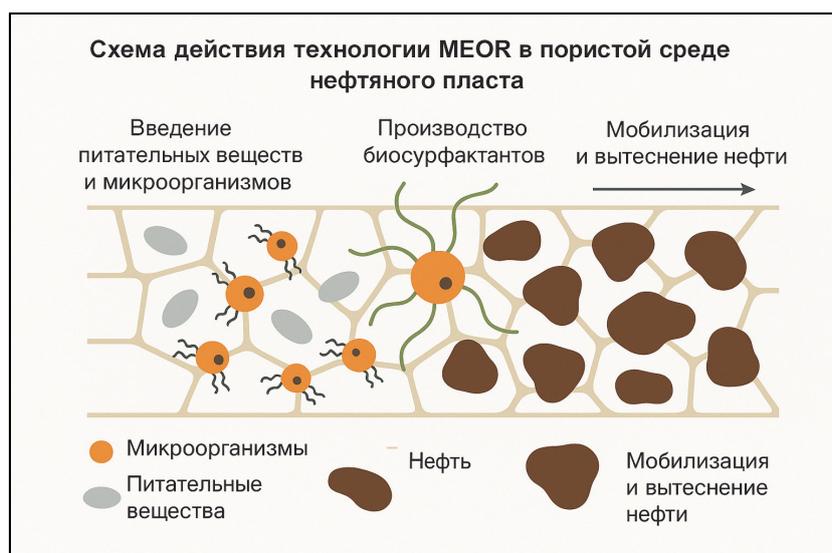


Рис. 1. Схема действия технологии МЕОР в пористой среде нефтяного пласта

Fig. 1. Mechanism of MEOR technology in a porous oil reservoir

По данным исследований, эффективность нефтевытеснения при использовании биосурфактантов в 3,5–8 раз превышает эффективность синтетических поверхностно-активных веществ, при этом затраты на производство значительно ниже, а риск вторичного загрязнения отсутствует [3]. Эти факторы делают технологию MEOR особенно привлекательной для промышленного применения в экологически чувствительных регионах и на зрелых месторождениях.

Тем не менее технология MEOR имеет и свои ограничения. Основным сдерживающим фактором является нестабильность микробиологических культур: экстремальные термобарические и химические условия в нефтяных пластах могут вызывать гибель микроорганизмов или блокировать их способность к продуцированию биосурфактантов [4]. Это требует разработки устойчивых штаммов, адаптированных к специфике конкретного месторождения, включая адаптацию к условиям, а также регуляции метаболической активности микроорганизмов. В табл. 1 приведены примеры успешного применения MEOR в разных странах.

Таблица 1. Примеры успешного применения технологии MEOR в разных странах

Table 1. Examples of successful MEOR applications in different countries

Страна	Месторождение	Используемые микроорганизмы	Результаты применения
Индия	Бассейн реки Ганг	<i>Bacillus subtilis</i>	Увеличение добычи на > 25 %, снижение вязкости
США (Техас)	Месторождения тяжелой нефти	Анаэробные бактерии	Рост нефтеотдачи до 30 %, снижение энергозатрат
Китай	Даганг	Местные штаммы, продуценты биосурфактантов	Повышение суточной добычи на 12–18 %
Россия	Татарстан	Отечественные аэробные и анаэробные штаммы	Снижение обводненности, рост нефтеотдачи

**Ультразвуковая технология снижения вязкости нефти.** Одним из инновационных физических методов интенсификации добычи тяжелой и сверхвязкой нефти является применение ультразвукового воздействия.

Ультразвуковая обработка представляет собой современный физический метод снижения вязкости тяжелой нефти, основанный на эффекте кавитации и локального теплового воздействия. Принцип действия технологии заключается в разрушении высокомолекулярных структур – смол и асфальтенов – под воздействием ультразвуковых волн, что приводит к улучшению реологических свойств и повышению текучести сырья.

Ультразвуковое воздействие сочетает в себе как термические, так и нетепловые эффекты:

- *Термический эффект* заключается в неравномерном нагреве нефти на молекулярном уровне. В результате микроволнового воздействия температура отдельных молекул асфальтенов может превышать температуру их пиролиза, что приводит к локальному перегреву и термическому крекингу глиальных асфальтенов. Это способствует разрушению высокомолекулярных агрегатов и улучшает текучесть нефти.

- *Нетепловой эффект* связан с кавитацией – образованием и схлопыванием микропузырьков в жидкости. Эти процессы сопровождаются генерацией высокоскоростных микроструй и ударных волн, которые способствуют деструкции макромолекул асфальтенов и разрыву межмолекулярных связей.

В результате вязкость нефти снижается даже при относительно низкой температуре окружающей среды. В табл. 2 приведены результаты применения технологии для снижения вязкости нефти в разных странах.

Таблица 2. Эффективность ультразвуковой обработки

Table 2. Effectiveness of Ultrasonic Stimulation

Страна	Объект	Результат применения
Канада	Месторождения Альберты	Снижение вязкости на 30–50 % после обработки ультразвуком
Китай	Синьцзян	Повышение текучести и рост нефтеотдачи на 15–20 %
Россия	Месторождения Татарстана	Лабораторные испытания с последующим масштабированием

**Пример лабораторных исследований.** Чжаомин Ли и соавторы [5] провели серию лабораторных экспериментов по снижению вязкости обезвоженной нефти, добытой в мелководной зоне месторождения Шэнли (Китай). В ходе исследований варьировались интенсивность, частота и продолжительность ультразвукового воздействия. На основе ортогонального планирования были определены оптимальные параметры, при которых достигалось снижение вязкости до 70,6 %, что демонстрирует высокий потенциал данного метода.

Дополнительно, в работах Liu и других авторов [6] сообщается об уменьшении вязкости нефти с высоким содержанием асфальтенов на 60 % при ультразвуковом воздействии мощностью 50 Вт. Zhang и другие [7] продемонстрировали улучшение текучести нефти в призабойной зоне скважин, а в исследованиях Huang и других ученых [8] комбинированное применение ультразвука и микробиологических агентов позволило повысить нефтеотдачу на 25–30 %.

Поглощенная ультразвуковая энергия в процессе обработки трансформируется в тепло, вызывая локальный перегрев и термический крекинг молекул асфальтенов. Это приводит к необратимому изменению химического состава тяжелой нефти и значительному улучшению ее текучести. Метод характеризуется высокой скоростью воздействия, отсутствием химического загрязнения и хорошей экологической приемлемостью.

На графике (рис. 2) представлено сравнение вязкости нефти до и после ультразвуковой обработки по разным странам и исследованиям. Он наглядно показывает эффективность метода, особенно заметно снижение в исследовании Чжаомина Ли (до 29,4 % от начальной вязкости).

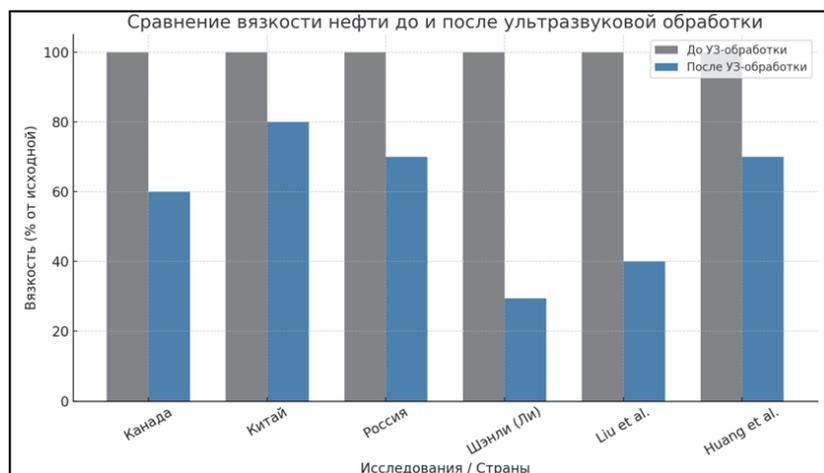


Рис. 2. Сравнение вязкости нефти до и после ультразвуковой обработки

Fig. 2. Comparison of Crude Oil Viscosity Before and After Ultrasonic Treatment

Однако технология имеет и ряд ограничений. Потенциальная биологическая опасность ультразвукового излучения требует применения специальных мер защиты. Кроме того, высокая энергоёмкость и стоимость оборудования снижают ее экономическую эффективность при масштабной эксплуатации. В настоящее время ультразвуковое снижение вязкости целесообразно применять в условиях ограниченного объема добычи, например, в рамках пилотных проектов или локальных применений в составе комбинированных методов повышения нефтеотдачи.

**Технология снижения вязкости магнитной обработкой.** Магнитная обработка является развивающимся направлением в области повышения подвижности тяжелых и сверхвязких нефтей. Принцип действия основан на влиянии магнитного поля на молекулярную структуру нефти, в частности, на парафиновые и асфальтеново-смолистые соединения. В результате воздействия магнитного поля происходит разрушение ассоциатов и изменение агрегационного состояния молекул, что приводит к снижению вязкости и улучшению текучести нефти.

Особое внимание к данному методу обусловлено его безреагентным характером и отсутствием вторичного загрязнения. Воздействие магнитного поля позволяет нарушать процессы кристаллизации и коагуляции восков, а также снижать силу межмолекулярных взаимодействий в системе «смолы – асфальтены», что приводит к диспергированию высокомолекулярных компонентов и уменьшению структурной вязкости [9, 10].

Практический пример успешного применения технологии был продемонстрирован при разработке месторождений Ляохэ (Китай), где нефтеносные пласты характеризуются высокой вязкостью нефти и повышенной температурой застывания. В результате применения магнитной обработки удалось снизить температуру застывания на 6–22 °С, а степень снижения вязкости достигла 30–60 % [13]. Эти результаты подтверждают целесообразность включения магнитной обработки в комплекс методов разработки трудноизвлекаемых запасов.

Несмотря на целый ряд преимуществ, таких как экологичность, оперативность и высокая технологическая гибкость, технология магнитной обработки обладает определенными ограничениями. Наибольшую эффективность она демонстрирует при обработке тяжелой нефти со средним содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов. Однако при высоком содержании асфальтенов и смол, характерном для сверхтяжелой нефти, эффект снижения вязкости оказывается менее выраженным [11, 12].

Кроме того, исследования показывают, что эффект от магнитного воздействия носит временный характер. По данным экспериментальных наблюдений, максимальное снижение вязкости достигается в течение первых четырех часов после обработки, после чего свойства нефти постепенно возвращаются к исходным значениям. Это обусловлено обратимостью молекулярных изменений и недостаточной стабильностью намагниченного состояния углеводородной системы [14].

На рис. 3 показана динамика изменения вязкости нефти во времени после магнитной обработки. График наглядно демонстрирует, что максимальный эффект достигается в первые 2–3 часа, после чего вязкость начинает постепенно возвращаться к исходному уровню. Это подтверждает временный характер действия технологии и подчеркивает необходимость ее сочетания с другими методами или повторной активацией.

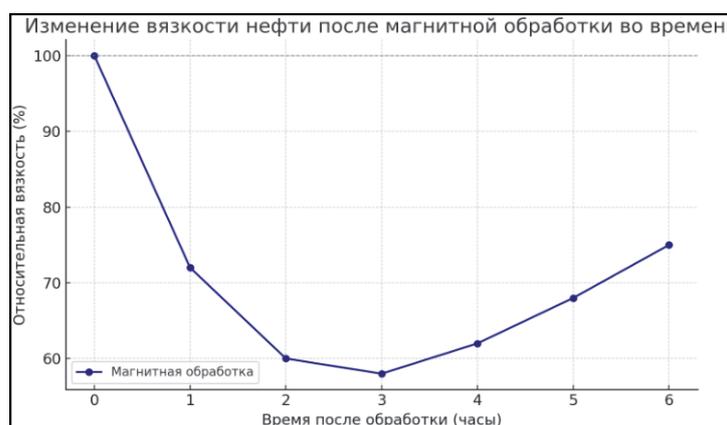


Рис. 3. График изменения вязкости нефти после магнитной обработки

Fig. 3. Graphical analysis of Crude Oil Viscosity Dynamics Following Magnetic Field Exposure

Указанные особенности ограничивают применение технологии в задачах долгосрочной стабилизации реологических свойств нефти и требуют дальнейших исследований по повышению устойчивости эффекта.

**Снижение вязкости нефти с использованием сверхкритического диоксида углерода ( $\text{CO}_2$ ).** Одним из перспективных направлений в области разработки трудноизвлекаемых запасов нефти является применение сверхкритического диоксида углерода ( $\text{scCO}_2$ ). Эта технология получила активное развитие в последние годы и успешно используется в ряде проектов по добыче и транспортировке тяжелой нефти [15, 18].

Сверхкритическое состояние  $\text{CO}_2$  достигается при температуре выше  $31,1^\circ\text{C}$  и давлении выше  $7,38\text{ МПа}$ . В этом состоянии вещество приобретает уникальные свойства, совмещая газообразную подвижность и проникающую способность с плотностью, близкой к жидкой фазе. Такая комбинация делает  $\text{scCO}_2$  эффективным агентом для воздействия на вязкие нефтяные системы [16, 19].

Механизм действия данной технологии представлен на рис. 4. Метод основан на способности сверхкритического  $\text{CO}_2$  проникать в структуру сырой нефти и снижать межмолекулярные взаимодействия между компонентами тяжелой нефти, в первую очередь, – асфальтенами и смолами. При растворении  $\text{CO}_2$  в нефти происходит частичный разрыв молекулярных связей, изменение агрегатного состояния и дестабилизация ассоциатов асфальтенов, что приводит к значительному снижению вязкости и плотности нефти [17, 18].

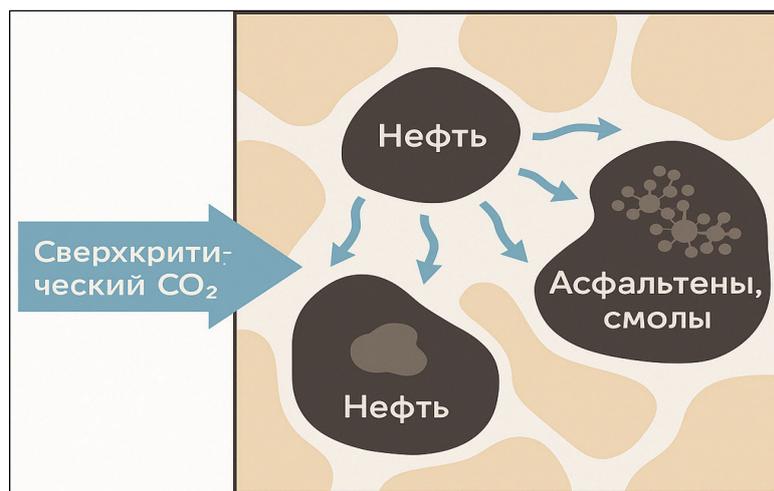


Рис. 4. Механизм взаимодействия сверхкритического  $\text{CO}_2$  с нефтью

Fig. 4. Mechanistic analysis of the interaction between supercritical carbon dioxide and crude oil

Экспериментальные данные и промышленные испытания показывают, что применение  $\text{scCO}_2$  может снизить вязкость тяжелой нефти на 35–60 %, улучшая ее текучесть и повышая эффективность извлечения [19]. Кроме того, технология может быть совмещена с другими методами, включая тепловые или микробиологические, что открывает перспективы комплексной интенсификации добычи.

Преимущества технологии:

- высокая эффективность снижения вязкости;
- возможность повторного закачивания  $\text{CO}_2$ ;
- экологичность при замкнутом цикле циркуляции газа;
- потенциал для хранения  $\text{CO}_2$  в пластах как способ снижения выбросов парниковых газов (CCUS) [15].

Тем не менее при промышленном применении необходимо учитывать технические ограничения, связанные с поддержанием сверхкритических параметров, а также оценивать экономическую целесообразность в зависимости от геологических условий месторождений [16].

**Результаты и их обсуждение.** В ходе работы был проведен сравнительный анализ различных технологий снижения вязкости тяжелой нефти, включая микробиологический метод (MEOR), ультразвуковую и магнитную активацию, а также применение сверхкритического  $\text{CO}_2$ .

Результаты экспериментов свидетельствуют о разной степени эффективности рассмотренных подходов. Наиболее высокую степень снижения вязкости (до 80 %) показала термическая обработка, однако ее высокая энергоемкость и экологическая нагрузка делают метод менее предпочтительным в современных условиях.

Микробиологический метод демонстрирует устойчивую эффективность в диапазоне 30–60 % снижения вязкости, при этом характеризуется низкой стоимостью и экологичностью. Рисунок 1 иллюстрирует принцип действия метода MEOR в пористой среде нефтяного пласта.

Ультразвуковая технология позволяет достичь быстрого результата (до 70 % снижения вязкости), что подтверждено результатами лабораторных испытаний (рис. 2). Однако ограничения по масштабированию и высокая стоимость оборудования сдерживают ее промышленное внедрение.

Магнитная обработка демонстрирует нестабильные, но обнадеживающие результаты при минимальных энергозатратах. Применение сверхкритического CO<sub>2</sub> позволяет достигать значительного эффекта (до 65 %), особенно в сочетании с другими методами.

Сравнительная эффективность методов представлена в табл. 3. Каждая технология характеризуется уникальным механизмом воздействия на структуру нефти, а также различными показателями применимости, что определяет целесообразность ее использования в конкретных геолого-промысловых условиях.

Таблица 3. Сравнительная эффективность методов

Table 3. Comparative Evaluation of Enhanced Oil Recovery Techniques

Метод	Принцип	Эффективность снижения вязкости	Экологичность	Экономика	Ограничения
1. MEOR	Биоповерхностно-активные вещества	30–60 %	Высокая	Низкая–средняя	Чувствительность к условиям пласта
2. Ультразвук	Кавитация, крекинг	До 70 %	Средняя	Низкая	Локальное применение, высокая энергия
3. Магнитная обработка	Деструкция асфальтенов	20–35 %	Высокая	Средняя	Кратковременный эффект
4. Сверхкритический CO <sub>2</sub>	Растворение в нефти	До 50 %	Средняя	Высокая	Давление/температура, стоимость CO <sub>2</sub>

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. Проведенный анализ и обобщение существующих технологий снижения вязкости сверхвязкой нефти показали, что ни одна из методик не обеспечивает универсального решения задачи добычи тяжелой нефти.

2. Микробиологический метод (MEOR) является экологически безопасной и экономически эффективной технологией, однако его применение ограничено условиями жизнедеятельности микроорганизмов в пластовой среде.

3. Ультразвуковая технология демонстрирует высокую эффективность при локальном воздействии, но требует дальнейших исследований по расширению зоны проникновения.

4. Магнитная и сверхкритическая CO<sub>2</sub>-обработка обладают значительным потенциалом, однако находятся на этапе экспериментальной апробации и требуют оптимизации параметров применения.

5. Наиболее перспективным направлением является комбинированное применение нескольких методов, что позволяет повысить технологическую гибкость, снизить энергозатраты и увеличить общую нефтеотдачу пластов.

**Заключение.** Снижение вязкости сверхвязкой нефти остается приоритетной задачей для современной нефтедобывающей отрасли. Несмотря на успехи в разработке отдельных технологий, каждое решение имеет определенные ограничения, связанные с экономикой, экологией или технической реализуемостью.

На основании вышеизложенного дальнейшее развитие данной области должно быть направлено на создание гибридных, энергоэффективных и экологически безопасных технологических комплексов, обеспечивающих стабильную добычу трудноизвлекаемых ресурсов.

Проведенный анализ подчеркивает стратегическую важность междисциплинарного подхода и необходимость перехода к интеграционным решениям, объединяющим достижения микробиологии, физики, химии и инженерии для повышения эффективности освоения ресурсов тяжелой и сверхвязкой нефти.

### Литература

1. Theory and practice in microbial enhanced oil recovery / K. S. Lee, T. H. Kwon, T. Park, M. S. Jeong. – Houston : Gulf Professional Publishing, 2020. – 195 p.
2. Alkan H. Front-end engineering practice of in-situ MEOR applications / H. Alkan, S. Mukherjee, W. Jelinek // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 216. – P. 110407.
3. Comparison of bio- and synthetic surfactants for EOR / L. Torres, A. Moctezuma, J. R. Avendaño [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2011. – Vol. 76, iss. 1–2. – P. 6–11.
4. Das, A. Microbial enhanced oil recovery: process perspectives, challenges, and advanced technologies for its efficient applications and feasibility / A. Das, N. Das, P. Pandey // *Archives of Microbiology*. – 2025. – Т. 20, N 5. – P. 1–43.
5. Iwogbemi, A. O. Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR): Innovations in Sustainable Oil Extraction / A. O. Iwogbemi // *International Journal of Petroleum and Gas Engineering Research*. – 2025. – N 8 (1). – P. 1–12.
6. Liu, Y. Ultrasonic treatment of high-asphaltene-content heavy crude oil / Y. Liu, Q. Zhang, L. Wang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 157. – P. 353–361. – DOI 10.1016/j.petrol.2017.06.036
7. Zhang, X. Enhancing heavy oil recovery using ultrasound in near-wellbore zones / X. Zhang, S. Li, J. Chen // *Fuel*. – 2018. – Vol. 215. – P. 722–730. – DOI 10.1016/j.fuel.2017.11.081
8. Huang, T. Combined ultrasonic and microbial enhanced oil recovery technique: Laboratory study / T. Huang, D. Zhao, L. Zhang // *Energy & Fuels*. – 2019. – Vol. 33, N 5. – P. 4023–4030. – DOI 10.1021/acs.energyfuels.8b04388
9. Киселев, С. А. Исследование влияния магнитного поля на реологические свойства высоковязкой нефти / С. А. Киселев, И. В. Титова // *Нефтегазовое дело*. – 2016. – № 4. – С. 45–51.
10. Дергачев, А. А. Повышение нефтеотдачи пластов с использованием магнитной обработки / А. А. Дергачев, В. А. Савин // *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2019. – № 2. – С. 81–88.
11. Трушко, Е. Н. Воздействие электромагнитного поля на физико-химические свойства нефти / Е. Н. Трушко, Н. И. Яшина // *Нефтяное хозяйство*. – 2014. – № 2. – С. 72–74.
12. Фоменко, А. А. Эффективность воздействия магнитного поля на тяжелую нефть и нефтепродукты / А. А. Фоменко // *Химия и технология топлив и масел*. – 2020. – № 1. – С. 33–39.
13. Sun, H. Experimental study on the magnetic field treatment for heavy oil viscosity reduction / H. Sun, W. Li, Y. Zhang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. – Т. 167. – С. 470–476.
14. Агеев, А. А. Использование сверхкритического CO<sub>2</sub> в технологиях интенсификации нефтедобычи / А. А. Агеев // *Нефтегазовое дело*. – 2020. – № 6. – С. 45–52.
15. Голубев, И. И. Применение сверхкритических флюидов для переработки тяжелой нефти / И. И. Голубев, В. П. Соловьев – М. : Недра, 2019. – 312 с.
16. Павлова, Т. С. Влияние CO<sub>2</sub> на физико-химические свойства асфальтенов тяжелой нефти / Т. С. Павлова // *Химическая технология топлива и масел* / 2021. – № 3. – С. 18–24.

17. Wang L. Experimental Study on the Viscosity Reduction Mechanism of Supercritical CO<sub>2</sub> on Heavy Crude Oil / L. Wang, H. Liu, Y. Feng // *Fuel*. – 2020. – Т. 262. – Р. 116537.
18. Калинина, И. В. Технологии повышения нефтеотдачи при разработке тяжелых нефтей / И. В. Калинина, Д. С. Костромин – М. : Недра, 2021. – 264 с.
19. Зайцева, Н. А. Физико-химические методы улучшения реологических свойств высоковязкой нефти / Н. А. Зайцева, А. И. Климов // *Химическая технология*. – 2022. – № 6. – С. 43–49.
20. Алимов, А. А. Поверхностно-активные вещества в нефтедобыче: проблемы и перспективы / А. А. Алимов, И. Е. Романов // *Вестник РГУ нефти и газа*. – 2021. – № 3. – С. 25–30.
21. Якубов, С. В. Биотехнологии в разработке месторождений тяжелых нефтей / С. В. Якубов, С. Н. Козлов. – М. : Недра, 2020. – 198 с.
22. Лисов, В. С. Повышение эффективности добычи сверхвязкой нефти методом MEOR / В. С. Лисов // *Химия и технология топлива и масел*. – 2019. – № 4. – С. 35–42.
23. Гладкий, П. И. Использование микробов-продуцентов биосурфактантов для снижения вязкости / П. И. Гладкий // *Биотехнология*. – 2020. – № 6. – С. 18–24.
24. Мусаев, М. Т. Применение CO<sub>2</sub> в добыче тяжелой нефти / М. Т. Мусаев, А. Р. Алиев // *Вестник нефтяной науки*. – 2020. – № 1. – С. 14–21.
25. Ермаков, П. И. Кавитационное разрушение асфальтенов в тяжелой нефти / П. И. Ермаков, В. М. Серов // *Нефтепереработка и нефтехимия*. – 2020. – № 6. – С. 44–50.

### References

1. Lee K. S., Kwon T. H., Park T., Jeong M. S. *Theory and practice in microbial enhanced oil recovery*. Houston, Gulf Professional Publishing Publ., 2020. 195 p.
2. Alkan H., Mukherjee S., Jelinek W. Front-end engineering practice of in-situ MEOR applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 216, P. 110407.
3. Torres L., Moctezuma A., Avendaño J. R., Muñoz A., Gracida J. Comparison of bio- and synthetic surfactants for EOR. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, vol. 76, iss. 1–2, pp. 6–11.
4. Das A., Das N., Pandey P. Microbial enhanced oil recovery: process perspectives, challenges, and advanced technologies for its efficient applications and feasibility. *Archives of Microbiology*, 2025, vol. 20, no. 5, pp. 1–43.
5. Iwogbemi A. O. Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR): Innovations in Sustainable Oil Extraction. *International Journal of Petroleum and Gas Engineering Research*, 2025, no. 8 (1), pp. 1–12.
6. Liu Y., Zhang Q., Wang L. Ultrasonic treatment of high-asphaltene-content heavy crude oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 157, pp. 353–361. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.036>
7. Zhang X., Li S., Chen J. Enhancing heavy oil recovery using ultrasound in near-wellbore zones. *Fuel*, 2018, vol. 215, pp. 722–730. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.11.081>
8. Huang T., Zhao D., Zhang L. Combined ultrasonic and microbial enhanced oil recovery technique: Laboratory study. *Energy & Fuels*, 2019, vol. 33 (5), pp. 4023–4030. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b04388>
9. Kiselev S. A., Titova I. V. Study of magnetic field influence on rheological properties of heavy oil. *Oil and Gas Business*, 2016, no. 4, pp. 45–51 (in Russian).
10. Dergachyov A. A., Savin V. A. Enhanced oil recovery using magnetic treatment. *Vestnik PNIPU. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2019, no. 2, pp. 81–88 (in Russian).
11. Trushko E. N., Yashina N. I. The impact of electromagnetic fields on the physical and chemical properties of oil. *Neftyanoe khozyaistvo*, 2014, no. 2, pp. 72–74 (in Russian).

12. Fomenko A. A. Effectiveness of magnetic field on heavy oil and petroleum products. *Himija i tehnologija topliv i masel*, 2020, no. 1, pp. 33–39 (in Russian).
13. Sun H., Li W., Zhang Y. Experimental study on magnetic field treatment for heavy oil viscosity reduction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 167, pp. 470–476.
14. Ageev A. A. Use of supercritical CO<sub>2</sub> in oil production enhancement technologies. *Neftegazovoe delo*, 2020, no. 6, pp. 45–52 (in Russian).
15. Golubev I. I., Solovyov V. P. *Application of supercritical fluids for heavy oil refining*. Moscow, Nedra Publ., 2019. 312 p. (in Russian).
16. Pavlova T. S. The influence of CO<sub>2</sub> on the physicochemical properties of heavy oil asphaltenes. *Khimicheskaya tekhnologiya topliva i masel*, 2021, no. 3, pp. 18–24 (in Russian).
17. Wang L., Liu H., Feng Y. Experimental Study on the Viscosity Reduction Mechanism of Supercritical CO<sub>2</sub> on Heavy Crude Oil. *Fuel*, 2020, vol. 262, P. 116537.
18. Kalinina I. V., Kostromin D. S. *Enhanced oil recovery technologies for heavy oil production*. Moscow, Nedra Publ., 2021. 264 p. (in Russian).
19. Zaitseva N. A., Klimov A. I. Physicochemical methods for improving the rheological properties of high-viscosity oil. *Khimicheskaya tekhnologiya*, 2022, no. 6, pp. 43–49 (in Russian).
20. Alimov A. A., Romanov I. E. Surfactants in oil production: problems and prospects. *Bulletin of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2021, no. 3, pp. 25–30 (in Russian).
21. Yakubov S. V., Kozlov S. N. *Biotechnologies in the development of heavy oil fields*. Moscow, Nedra Publ., 2020. 198 p. (in Russian).
22. Lisov V. S. Efficiency improvement of ultra-viscous oil production using MEOR. *Khimiya i tekhnologiya topliva i masel*, 2019, no. 4, pp. 35–42 (in Russian).
23. Gladkiy P. I. Application of biosurfactant-producing microbes for viscosity reduction. *Biotechnology*, 2020, no. 6, pp. 18–24 (in Russian).
24. Musaev M. T., Aliev A. R. CO<sub>2</sub> application in heavy oil production. *Vestnik nefjtanoj nauki*, 2020, no. 1, pp. 14–21 (in Russian).
25. Ermakov P. I., Serov V. M. Cavitation breakdown of asphaltenes in heavy oil. *Neftepererabotka i neftehimija*, 2020, no. 6, pp. 44–50 (in Russian).

#### Информация об авторах

*Мингатина Олеся Алексеевна* – аспирант, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Высшая школа нефти, Центр моделирования Институт ТатНИ-ПИНЕФТЬ ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина (ул. Советская, 186А, 423462, Альметьевск, Российская Федерация). E-mail: lesya\_2525@mail.ru

*Насыбуллин Арслан Валерьевич* – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Высшая школа нефти (Советская, 210, 423462, Альметьевск, Российская Федерация). E-mail: arsva@bk.ru

#### Information about the authors

*Mingatina Olesya Alekseevna* – PhD Candidate, Chair of Oil and Gas Fields Development and Operation, Higher School of Petroleum (HSP), Modeling Center, Technological Development Center – PJSC TATNEFT (186A, Sovet Str., Almetьевsk, 423462, Russian Federation). E-mail: lesya\_2525@mail.ru

*Nasibullin Arslan Valeryevich* – DSc, Professor, Hold a Chair of Oil and Gas Fields Development and Operation. Higher School of Petroleum (186A, Sovet Str., 423462, Almetьевsk, Russian Federation). E-mail: arsva@bk.ru

*Поступила в редакцию 15.10.2025*

УДК 622.276.66

## АНАЛИЗ ПРИЧИН ВЫНОСА РАСКЛИНИВАЮЩИХ АГЕНТОВ ИЗ СКВАЖИН, ВСКРЫВАЮЩИХ I–III ПАЧКУ ПЕТРИКОВСКО-ЕЛЕЦКОЙ ЗАЛЕЖИ РЕЧИЦКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д. А. ДУБИНА, О. Л. ВОЙТЕХИН, Р. В. СИНЕЦКИЙ

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти  
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

**Аннотация.** Гидравлический разрыв пласта (ГРП) остается наиболее распространенным методом интенсификации добычи углеводородов. Однако его эффективность существенно зависит от выноса расклинивающего агента (РА) из трещины в процессе разрядки и эксплуатации, что приводит к снижению проводимости и продуктивности пласта. В рамках настоящей работы проведен анализ причин выноса РА из скважин, вскрывающих I–III пачку петриковско-елецкой залежи Речицкого нефтяного месторождения. Работа направлена на выявление ключевых факторов, влияющих на эффективность закрепления трещин, и формирование основы для разработки прогнозных моделей поведения трещин ГРП в пластовых условиях.

**Ключевые слова:** гидравлический разрыв пласта, расклинивающий агент.

**Для цитирования.** Дубина, Д. А. Анализ причин выноса расклинивающих агентов из скважин, вскрывающих I–III пачку петриковско-елецкой залежи Речицкого нефтяного месторождения / Д. А. Дубина, О. Л. Войтехин, Р. В. Синецкий // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 2 (3). – С. 29–40.

## ANALYSIS OF THE REASONS FOR THE REMOVAL OF PROPPANT AGENTS FROM WELLS OPENING THE I–III PACK OF THE PETRIKOVSKO-YELETSKAYA DEPOSIT OF THE RECHITSKY OIL FIELD

D. A. DUBINA, O. L. VOITEKHIN, R. V. SINETSKY

*The Belarusion Scientific Research and Design Institute of Oil  
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

**Annotation.** Hydraulic fracturing (fracking) remains the most common method of intensifying hydrocarbon-production. However, its effectiveness significantly depends on the removal of proppant from the crack during discharge and operation, which leads to a decrease in the conductivity and productivity of the formation. In this paper, we analyzed the causes of RA removal from wells opening the I–III pack of the petrikovsko-yeletskaya deposit of the Rechitsky oil field. The work is aimed at identifying key factors affecting the effectiveness of crack fixing and forming the basis for developing predictive models of the behavior of hydraulic fractures in reservoir conditions.

**Keywords:** hydraulic fracturing, proppant.

**For citation.** Dubina D. A., Voitekhin O. L., Sinetsky R. V. Analysis of the reasons for the removal of proppant agents from wells opening the I–III pack of the petrikovsko-yeletskaya deposit of the Rechitsky oil field. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 29–40 (in Russian).

**Введение.** Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – одна из основных технологий интенсификации добычи углеводородов, эффективность которой во многом зависит от устойчивости созданной трещины в постоперационный период. Целью выполнения ГРП является увеличение продуктивности скважины путем создания трещины и удержание ее раскрытости, что обеспечивается находящимся в ней расклинивающим материалом [1, 2]. Одной из причин снижения раскрытости созданной трещины мо-

жет служить вынос расклинивающего материала, что влечет за собой два критически важных негативных последствия:

- снижение проводимости трещины (вынос расклинивающего агента (РА) приводит к сужению трещины и, как следствие, падению продуктивности коллектора);
- повреждение скважинного оборудования (незакрепленные частицы РА, попадая в поток добываемого флюида, вызывают абразивный износ подземного оборудования, провоцируя технологические осложнения [3]).

На сегодняшний день данная проблема недостаточно изучена ввиду отсутствия универсальной методики, позволяющей корректно описать процесс поведения частиц расклинивающего материала в пластовых условиях.

**Цель работы.** Исследовать причины выноса РА в постоперационный период из скважин, вскрывающих I–III пачку петриковско-елецкой залежи Речицкого нефтяного месторождения.

**Описание работы.** Основной задачей исследования стало выявление вероятных причин выноса РА, что имеет принципиальное значение для оптимизации процесса эксплуатации скважин и снижения технологических рисков. С этой целью был проведен выбор ключевых параметров, потенциально влияющих на интенсивность выноса РА:

- среднее количество кластеров, одновременно обработанных при многостадийном гидравлическом разрыве пласта (МГРП); выдвинуто предположение о том, что по сравнению с одно- и двухкластерными стадиями, при одновременной обработке трех и более кластеров возрастает асимметрия трещин ГРП, что приводит к их неравномерному креплению;
- общее количество кластеров, обработанных при МГРП; выдвинуто предположение, что при увеличении общего количества кластеров, возрастает неравномерность распределения потока жидкости и давления между трещинами, что приводит к неоптимальному закреплению РА в отдельных кластерах;
- плотность расположения кластеров; выдвинуто предположение, что более плотное расположение перфорационных кластеров, может способствовать их асимметрии за счет эффекта «stress shadow»;
- удельная масса РА, закачанная в один перфорационный кластер при проведении МГРП; выдвинуто предположение, что с увеличением массы РА, и, как следствие, объема закачиваемой смеси, с одной стороны, происходит пропорциональное увеличение линейных геометрических параметров трещин ГРП, а с другой – повышается эрозионная нагрузка на прискважинную зону трещины, что в совокупности может создать предпосылки к увеличению интенсивности выноса РА из трещины в скважину в послеоперационный период [4];
- удельный объем закачки кислотного состава (КС) на один перфорационный кластер при проведении МГРП; выдвинуто предположение, что при закачке КС происходит не только очистка ИП и призабойной зоны пласта (ПЗП) от механических карбонатных частиц, но и травление заколонного цемента и разуплотнение пород в ПЗП, что создает обширные полости, где может оставаться некоторая масса свободного (незакрепленного) РА;
- удельный объем разрядки скважины в послеоперационный период; выдвинуто предположение, что с увеличением объемов отбора скважинной жидкости при разрядке, особенно при сверхкритических режимах отбора, происходит ускорение процесса выноса РА из трещины в ствол скважины;
- предельная и усредненная концентрация РА в смеси ГРП при проведении МГРП; выдвинуто предположение, что повышение концентрации РА в смеси ГРП способствует увеличению профиля ширины приустьевого участка трещины, что создает пред-

посылки к более интенсивному выносу ПА в скважину потоком отбираемого флюида;

– расположение скважин относительно геологических формаций; выдвинуто предположение о том, что с учетом высокой степени латеральной неоднородности целевой геологической формации, существуют зоны с геомеханическими параметрами горных пород, не позволяющими эффективно закреплять ПА в теле трещины ГРП [5].

На основании параметров, характеризующих механизм выноса ПА, был сформирован репрезентативный массив данных за период 2024–2025 гг. по скважинам I–III пачки петриковско-елецкой залежи Речицкого месторождения (см. таблицу). Массив включает как технологические показатели проведения МГРП, так и геолого-эксплуатационные характеристики скважин.

Поскольку прямое сопоставление абсолютных объемов вынесенного ПА искажает картину интенсивности процесса (скважины с большим числом кластеров автоматически демонстрируют больший суммарный вынос), целесообразно ввести удельные параметры выноса, приведенные к единице длины интервала нормализации и к одному перфорационному кластеру.

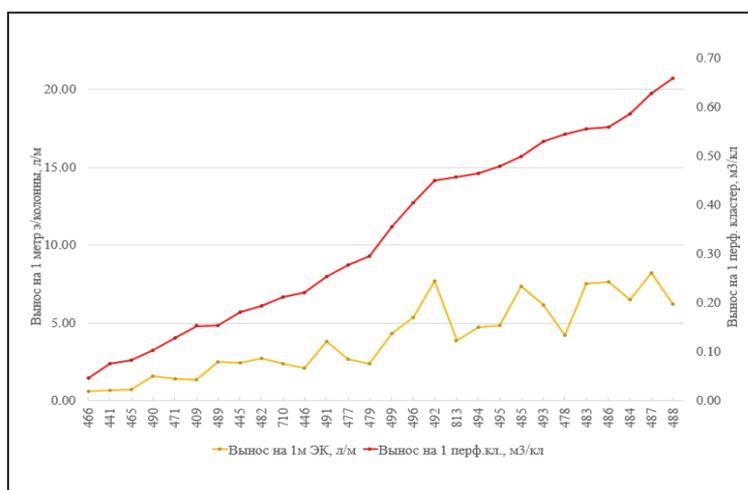


Рис. 1. Корреляция удельного выноса ПА на один перфорационный кластер и на 1 м длины эксплуатационной колонны

Fig. 1. Correlation of the specific removal of PA per perforation cluster and per 1 m of the length of the production casing

На рис. 1 приведены данные корреляции удельного выноса ПА на один перфорационный кластер и на 1 м длины эксплуатационной колонны. Анализ данных показывает удовлетворительную степень сходимости рассматриваемых величин, что позволяет использовать любой из рассмотренных параметров для сравнения интенсивности выноса. В дальнейшем анализе интенсивность выноса будет оцениваться только по удельному объему выноса ПА на один перфорационный кластер.

Для объективной оценки наличия связи между исследуемыми параметрами и удельным объемом выноса ПА был применен анализ линейных трендов с определением угла наклона в процентах от максимального значения переменной:

- 0–15 % – отсутствие значимой связи;
- 15–30 % – слабая или неопределенная связь;
- > 30 % – значимая связь.

Далее представлены результаты анализа по каждому из ключевых параметров с опорой на указанные граничные значения.

Массив данных по выносу РА из скважин I–III и петриковско-слецкой залежи Речицкого месторождения  
 Data array on the removal of proppant agents from wells I–III of the petrikovsko-eletsckoy field of the Rechitskoye field

Скважина	Месторождение	Расположение	Отмыто проппанта/песка, м³	Стадии	Разрядка, м³	Разрядка, м³/кл	Исп. КС, м³	КС, м³/кл	Средняя концен-трация, кг/м³	Максимальная концен-трация, кг/м³	Количество классов	Количество стадий	Клст	Масса РА на I кл	Плотность классов, м/кл	Максимальная клст	Зачано РА, т	Вынос, %	Вынос на кластер, м³/кл	
466	Речицкое	вост	2,65	1-29	390	6,84	150	2,63	430	450	58	29	2,0	1399	24,1	75,9	2	1363	0,19%	0,05
465	Речицкое	вост	3,00	2-19	210	5,83	61	1,69	440	450	39	20	2,0	873	22,4	118,8	2	791	0,38%	0,08
441	Речицкое	зап	2,65	1-19	1180	33,71	70	2,00	515	630	39	20	2,0	1045	26,8	112,4	2	1015	0,26%	0,08
471	Речицкое	вост	5,50	1-18	380	8,84	116	2,70	445	450	45	19	2,4	1104	24,5	93,8	3	993	0,55%	0,13
445	Речицкое	зап	9,45	1-26	1410	27,12	64	1,23	575	700	51	26	2,0	1706	33,5	76,8	2	1663	0,57%	0,18
446	Речицкое	зап	8,20	1-19	870	23,51	39	1,05	590	700	39	20	2,0	1045	26,8	106,9	2	1015	0,81%	0,22
409	Речицкое	центр	5,20	1-15	300	8,82	44	1,29	410	450	36	16	2,3	1271	35,3	115,3	3	1561	0,33%	0,15
710	Речицкое	зап	10,00	1-24	1330	28,30	30	0,64	510	700	49	25	2,0	1304	26,6	90,4	2	1274	0,78%	0,21
490	Речицкое	центр	6,60	1-29	1010	15,78	140	2,19	425	450	68	30	2,3	2114	31,1	67,2	3	2049	0,32%	0,10
489	Речицкое	центр	10,30	1-30	670	10,00	73	1,09	435	450	73	32	2,3	2383	32,6	62,6	3	2244	0,46%	0,15
482	Речицкое	центр	11,00	1-27	680	11,93	218	3,82	445	450	58	28	2,1	1791	30,9	72,0	3	1686	0,65%	0,19
491	Речицкое	центр	17,25	1-34	1000	14,71	237	3,49	460	550	71	36	2,0	2440	34,4	67,7	3	2335	0,74%	0,25
483	Речицкое	центр	30,00	1-30	1310	24,26	190	3,52	445	650	55	31	1,8	1905	34,6	75,4	2	1867,5	1,61%	0,56
484	Речицкое	центр	27,00	1-23	600	13,04	171	3,72	510	650	47	24	2,0	1591	33,9	92,5	3	1557	1,73%	0,59
492	Речицкое	центр	35,60	1-38	925	11,71	335	4,24	450	450	79	39	2,0	2353	29,8	59,4	2	2353	1,51%	0,45
485	Речицкое	центр	31,90	1-33	1612	25,19	299	4,67	500	600	64	32	2,0	2238	35,0	68,8	2	2238	1,43%	0,50
477	Речицкое	зап	11,35	1-23	570	13,90	256	6,24	550	700	41	23	1,8	1140	27,8	104,4	2	1140	1,00%	0,28
486	Речицкое	центр	32,40	1-30	1110	19,14	216	3,72	490	600	58	30	1,9	1736	29,9	74,6	2	1736	1,87%	0,56
493	Речицкое	центр	27,00	1-28	716	14,04	207	4,06	550	700	51	28	1,8	1530	30,0	87,2	2	1530	1,76%	0,53
487	Речицкое	центр	36,40	1-30	1110	19,14	171	2,95	550	700	58	30	1,9	1738	30,0	77,9	2	1738	2,09%	0,63
478	Речицкое	зап	18,50	1-18	1525	44,85	155	4,56	505	650	34	18	1,9	926	27,2	130,8	2	926	2,00%	0,54
494	Речицкое	центр	19,50	1-22	350	8,33	162	3,86	550	700	42	21	2,0	1050	25,0	99,7	2	1050	1,86%	0,46
495	Речицкое	центр	21,60	1-23	1195	26,56	148	3,29	545	700	45	23	2,0	1100	24,4	101,0	2	1100	1,96%	0,48
488	Речицкое	центр	27,70	1-22	1000	23,81	157	3,74	540	650	42	22	1,9	1027	24,5	108,2	2	1027	2,70%	0,66
479	Речицкое	зап	11,55	1-20	984	25,23	137	3,51	545	600	39	20	2,0	1100	28,2	125,9	2	1100	1,05%	0,30
813	Речицкое	центр	18,30	1-22	1390	34,75	129	3,23	530	650	40	22	1,8	961	24,0	119,5	2	986	1,86%	0,46
499	Речицкое	центр	18,50	1-27	669	12,87	110	2,12	555	700	52	27	1,9	1300	25,0	83,9	2	1300	1,42%	0,36
496	Речицкое	центр	26,30	1-33	1093	16,82	249,5	3,84	560	600	65	31	2,1	1551	23,9	76,8	2	1551	1,70%	0,40

**Анализ вероятной связи интенсивности выноса РА и общего количества кластеров, обработанных при МГРП.** На рис. 2 представлена информация об общем количестве кластеров на одну операцию МГРП. Анализ данных показывает, что распределение значений изменяется в диа-пазоне от 34 (скважина 409) до 79 (скважина 492), разброс значений составляет ~ 57 %. При этом явных закономерностей не наблюдается, экстремумы кривой общего количества кластеров распределены хаотически. Общую закономерность характеризует линейный тренд суммарного количества кластеров на операцию, который имеет исчезающе малый наклон ~ 1 %, что указывает на отсутствие влияния общего количества обрабатываемых кластеров на интенсивность выноса РА.



Рис. 2. Корреляция удельного выноса РА на один перфорационный кластер и общего количества кластеров в скважине

Fig. 2. Correlation of specific yield of proppants per perforation cluster and the total number of clusters in the well

**Анализ вероятной связи интенсивности выноса РА и средней плотности расположения перфорационных кластеров (межкластерное расстояние).** На рис. 3 представлена информация о распределении среднего межкластерного расстояния. Анализ показывает, что распределение значений изменяется в диапазоне от 18,8 м (скважина 409) до 43,8 м (скважина 478), разброс значений составляет ~ 57 %. При этом явных закономерностей не наблюдается, экстремумы кривой средних межкластерных расстояний распределены хаотически. Общую закономерность характеризует линейный тренд средних межкластерных расстояний, который имеет наклон ~ 22 %, что указывает на присутствие минимального влияние среднего межкластерного расстояния на интенсивность выноса РА.

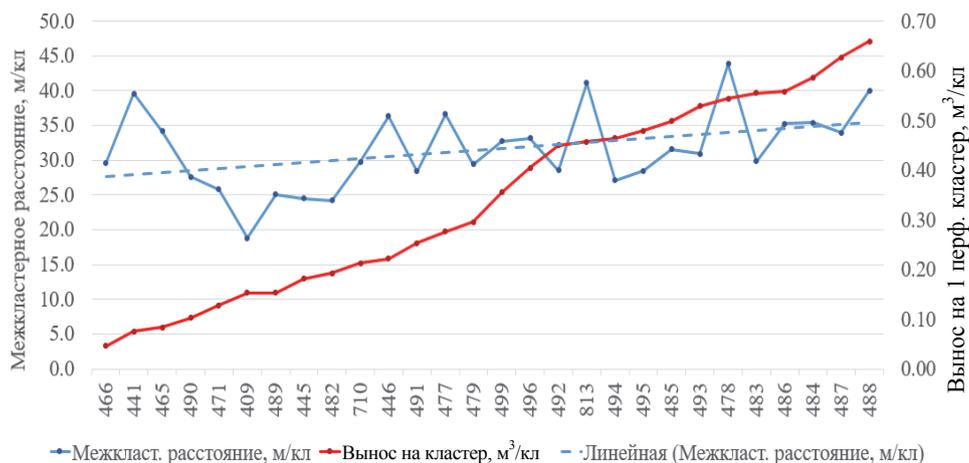


Рис. 3. Корреляция удельного выноса ПА на один перфорационный кластер и среднего межкластерного расстояния

Fig. 3. Correlation of specific yield of proppants per perforation cluster and the average inter-cluster distance

**Анализ зависимости интенсивности выноса ПА и удельной массы ПА, закачанной в один перфорационный кластер.** На рис. 4 представлена информация о распределении средних удельных масс ПА, закачанной на один перфорационный кластер. Анализ данных показывает, что распределение значений изменяется в диапазоне от 22,4 т/кл (скважина 465) до 35,3 т/кл (скважина 409), разброс значений составляет ~ 37 %. Корреляция между сравниваемыми показателями значительно снижена, экстремумы кривой удельной массы закачанного на кластер ПА расположены хаотически, линейный тренд кривой имеет незначительный наклон ~ 3 %.

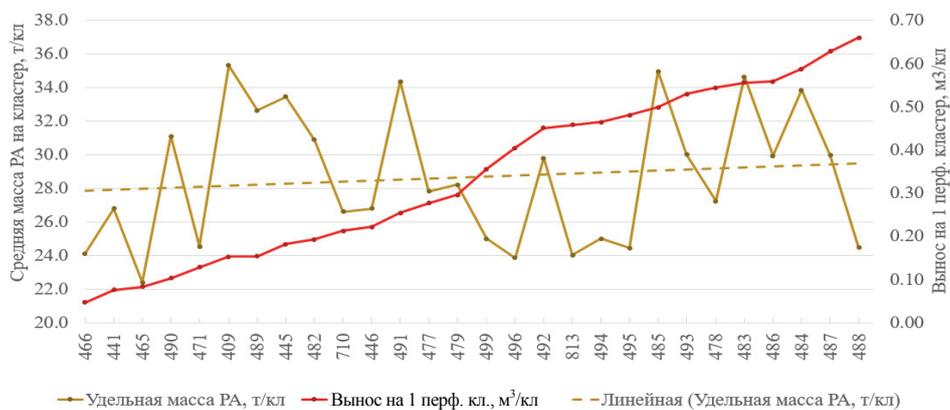


Рис. 4. Корреляция удельного выноса ПА на один перфорационный кластер и удельной массы ПА, закачанной в один перфорационный кластер

Fig. 4. Correlation of specific yield of proppants per perforation cluster and specific mass of proppant injected into one perforation cluster

**Анализ влияния удельного объема используемого соляно-кислотного состава и интенсивности выноса ПА.** На рис. 5 представлена информация о среднем удельном объеме КС на один перфорационный кластер. Анализ данных показывает, что распределение значений изменяется в диапазоне от 0,6 м³/кл (скважина 710) до 6,2 м³/кл (скважина 477), разброс составляет ~ 92 %. Тенденция прямой зависимости выноса

РА от удельного объема КС на один перфорационный кластер носит невыраженный характер: в левой части графика (с низким и средним выносом РА) присутствует крайне высокий разброс значений удельного объема КС на кластер, не предполагающий наличие корреляции, в то время как в правой части графика (средний и высокий вынос РА) общий тренд кривой сохраняется практически горизонтальным, что также указывает на отсутствие зависимости; при этом сам линейный тренд данной кривой имеет выраженный наклон  $\sim 57\%$ , что указывает на присутствие влияния.

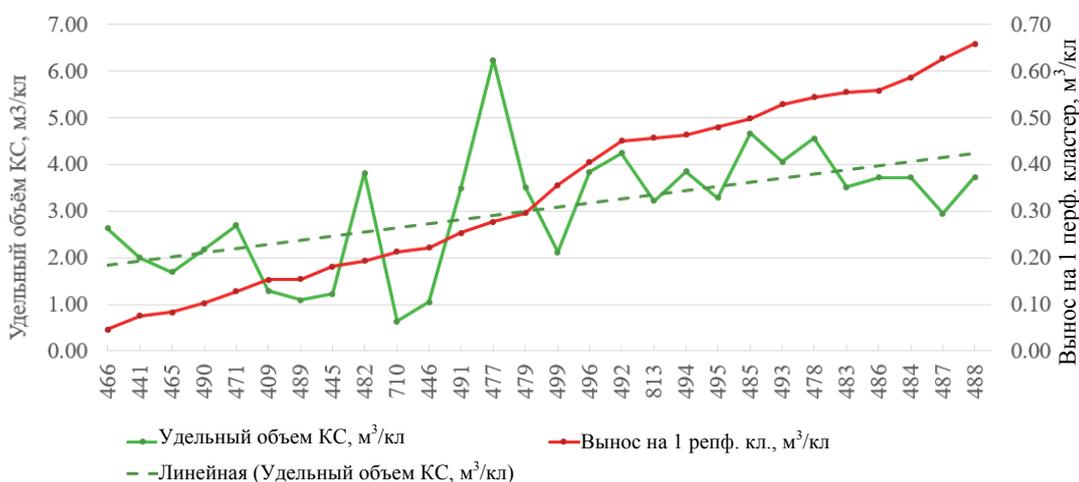


Рис. 5. Корреляция удельного выноса РА на один перфорационный кластер и удельного объема КС, закачанного в один перфорационный кластер

Fig. 5. Correlation of specific yield of proppants per perforation cluster and specific volume of cluster injected into one perforation cluster

**Анализ связи удельного объема разрядки на один кластер перфорации и интенсивности выноса РА.** На рис. 6 представлена информация о распределении среднего отобранного объема жидкости из одного перфорационного кластера в процессе нормализации забоев. Анализ данных показывает, что распределение значений изменяется в диапазоне от  $5,8\text{ м}^3$  (скважина 465) до  $44,9\text{ м}^3$  (скважина 478), разброс значений составляет  $\sim 87\%$ . При этом явных закономерностей не наблюдается, экстремумы кривой средних отобранных объемов жидкости распределены хаотично. Общую закономерность характеризует линейный тренд средних отобранных объемов жидкости из одного перфорационного кластера. Данный тренд имеет наклон  $\sim 42\%$  от максимального значения и указывает на наличие выраженной связи между средним отобранном объемом жидкости из перфорационного кластера и интенсивностью выноса РА.

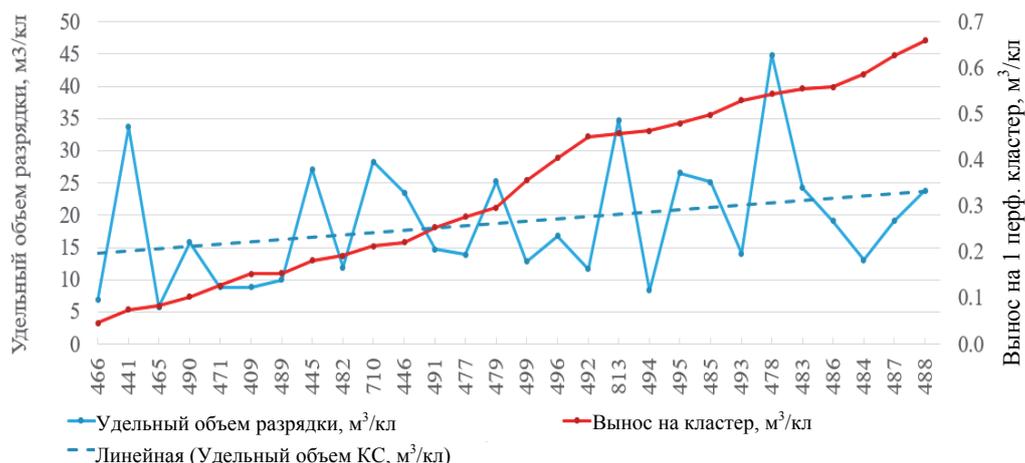


Рис. 6. Корреляция удельного выноса ПА на один перфорационный кластер и удельного объема разрядки из одного перфорационного кластера

Fig. 6. Correlation of specific yield of proppants per perforation cluster and specific volume of discharge from one perforation cluster

**Анализ вероятной связи концентрации ПА и интенсивности выноса ПА.** На рис. 7 представлена информация о распределении предельной концентрации ПА. Анализ данных показывает, что распределение значений изменяется в диапазоне от  $450 \text{ кг/м}^3$  (скважины 409–465–466–471–482–489–490) до  $700 \text{ кг/м}^3$  (скважины 445–446–477–487–493–494–495–499–710), разброс значений составляет  $\sim 36\%$  от максимума. Анализируя приведенный график, необходимо отметить, что для средних и высоких значений выноса ПА характерны повышенные предельные концентрации в смеси ГРП. Линейный тренд данной кривой имеет наклон  $\sim 32\%$ , что указывает на наличие умеренной зависимости интенсивности выноса ПА из трещины в ствол скважины от предельной концентрации ПА в смеси ГРП.

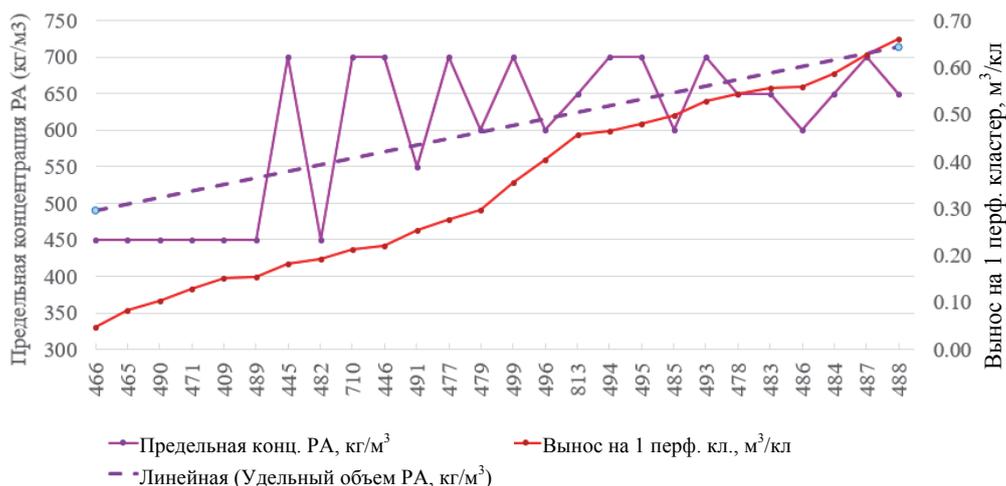


Рис. 7. Корреляция удельного выноса ПА на один перфорационный кластер и предельной концентрации ПА

Fig. 7. Correlation of specific yield of proppants per perforation cluster and limiting concentration of proppant

Для лучшего понимания причин данной корреляции рассмотрено влияние на этот процесс усредненной (по всем стадиям МГРП) концентрации РА в смеси ГРП (рис. 8). Распределение значений усредненной концентрации РА по рассматриваемым объектам менее выражено по сравнению с распределением предельной концентрации, изменяется в диапазоне значений от 410 кг/м<sup>3</sup> (скважина 409) до 590 кг/м<sup>3</sup> (скважина 446), разброс составляет ~ 30 %. Корреляция данной кривой и кривой интенсивности выноса РА не отмечается, что также подтверждается незначительным (~ 15 %) наклоном линейного тренда.

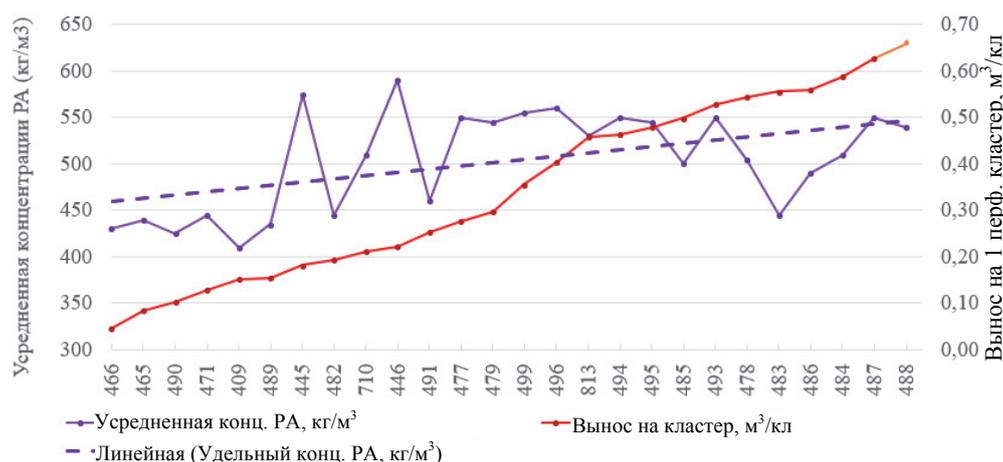


Рис. 8. Корреляция удельного выноса РА на один перфорационный кластер и усредненной концентрации РА

Fig. 8. Correlation of specific yield of proppants per perforation cluster and averaged concentration of proppant

Данная закономерность вызвана предположительно тем, что повышение предельной конечной концентрации РА в смеси ГРП способствует увеличению профиля ширины приустьевой зоны трещины, что, согласно общей теории ГРП [4], создает предпосылки к более интенсивному выносу РА в скважину, особенно в случае крайне медленного смыкания трещин ГРП (что характерно для ультранизкопроницаемых коллекторов).

Кроме того, как показывает практика, в большинстве случаев повышение концентрации производится на поздних стадиях МГРП, которые первыми подвергаются разрядке и нормализации, что также объясняет выявленную закономерность.

**Оценка влияния целевой геологической формации пласта (D3ptr I-IIIп) на интенсивности выноса РА.** Для определения влияния геологической формации было выполнено условное зонирование целевой зоны пласта D3ptr I-IIIп по геомеханическому напряжению (рис. 9) на следующих участках:

- западный участок (скважины 441–445–446–477–478–479–710); на данном участке фиксируются в среднем умеренные значения геомеханических напряжений;
- центральный участок (скважины 409–482–483–484–485–486–487–488–489–490–491–492–493–494–495–499–813); наблюдаются повышенные значения геомеханических напряжений;
- восточный участок (скважины 465–466–471); для этого участка характерны пониженные значения геомеханических напряжений.

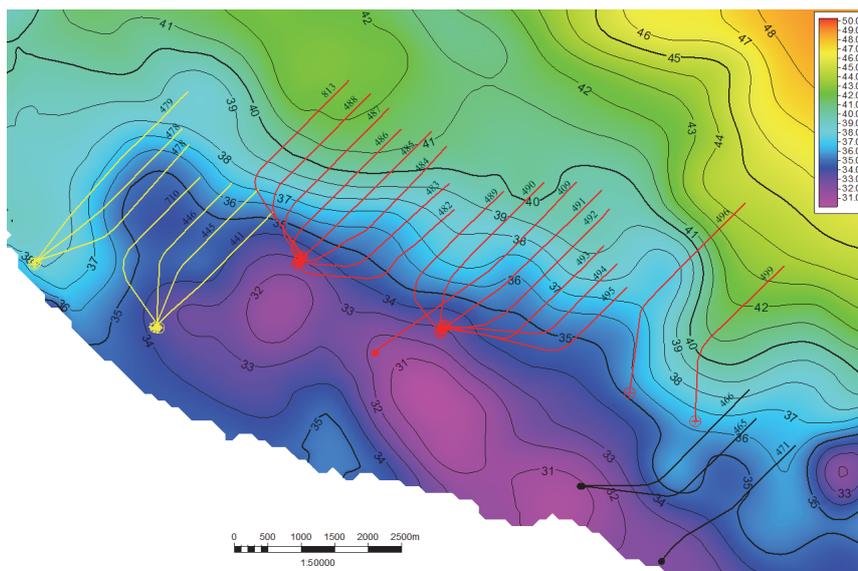


Рис. 9. Карта геомеханических напряжений по кровле I–III пачки петриковско-елецкой залежи Речицкого нефтяного месторождения

Fig. 9. Map of geomechanical stresses along the roof of the I–III members of the petrikovsko-elets deposit of the Rechitsa oil field

При этом сами скважины были разбиты на группы по признаку удельной интенсивности выноса ПА из одного кластера:

- минимальный вынос 0,05–0,1 т/кл (скважины 441–465–466–490);
- умеренный вынос 0,11–0,2 т/кл (скважины 409–445–471–429–489);
- высокий вынос 0,21–0,4 т/кл (скважины 446–477–479–491–499–710);
- катастрофический вынос 0,4 т/кл и более (скважины 478–483–484–485–486–487–488–492–493–494–495–813).

Почти все скважины с катастрофическим уровнем выноса ПА сконцентрированы в центральном участке (за исключением скважины 478), причем большинство из них являются соседними друг другу. Для проверки влияния местоположения горизонтальных участков скважин на процесс выноса были определены средние показатели выноса для каждого участка:

- западный участок, средняя интенсивность выноса ПА – 0,26 т/кл;
- центральный участок, средняя интенсивность выноса ПА – 0,42 т/кл;
- восточный участок, средняя интенсивность выноса ПА – 0,09 т/кл.

**В результате выполненного многофакторного анализа были сделаны следующие выводы:**

1. Прослеживается влияние удельного объема КС на интенсивность выноса ПА в скважину. Данная закономерность вызвана предположительно тем, что при закачке КС происходит не только очистка ИП и ПЗП от механических карбонатных частиц, но и травление заколонного цемента/разуплотнение пород в ПЗП, что создает обширные полости, где может оставаться некоторая масса свободного (незакрепленного) ПА, а также снижает качество упаковки ПА в приустьевой зоне трещины.

2. Прослеживается влияние предельной концентрации ПА в смеси ГРП на интенсивность его выноса из трещины в скважину. Повышение конечной концентрации ПА в смеси ГРП способствует увеличению ширины приустьевой зоны трещины, что, согласно общей теории ГРП [4], создает предпосылки к более интенсивному выносу ПА в скважину потоком отбираемого флюида.

3. Прослеживается зависимость интенсивности выноса РА от геологической формации месторождения. В центральном участке пласта D3ptg I-IIIп зафиксирован наиболее высокий средний вынос расклинивающего агента (0,42 т/кл), что существенно превышает показатели западного (0,26 т/кл) и восточного (0,09 т/кл) участков. Ключевой причиной этого являются повышенные геомеханические напряжения, характерные для данной зоны. Повышенные напряжения негативно влияют на устойчивость созданных при ГРП трещин: ускоряют их смыкание после снижения порового давления, провоцируют деформацию вмещающих пород и снижают проницаемость пласта. В результате РА не успевает надежно закрепиться в трещине, а сформированная проппантная пачка оказывается менее устойчивой к потоку флюида, что и приводит к интенсивному выносу РА.

4. Прослеживается влияние предельного объема разрядки на один кластер перфорации и среднего отобранного объема жидкости из перфорационного кластера, и интенсивности выноса РА. Данная закономерность обусловлена тем, что интенсификация отбора скважинной жидкости при разрядке (в том числе в сверхкритических режимах) создает более мощный поток флюида, который оказывает повышенное гидродинамическое воздействие на проппантную пачку в трещине. Это приводит к снижению устойчивости РА, особенно в приустьевой зоне, и способствует его более активному выносу в ствол скважины.

**Заключение.** В ходе исследования был проведен последовательный анализ влияния отдельных факторов на процессы выноса РА при МГРП. Такой подход позволил поэтапно изучить роль каждого параметра, выявить ключевые закономерности и наметить направления для совершенствования технологии.

На основании выявленных закономерностей, в рамках дальнейших исследований, предлагается апробировать дифференцированные технологические решения для различных участков месторождения:

– центрального участка – технология закачки РА с пониженной концентрацией ( $400\text{--}450\text{ кг/м}^3$ ) для минимизации выноса при высоких геомеханических напряжениях;

– западного участка – технология двухуровневого контроля концентрации: поддержание предельного значения в диапазоне  $550\text{--}600\text{ кг/м}^3$  при оперативном регулировании усредненного показателя на уровне  $450\text{--}500\text{ кг/м}^3$ ;

– восточного участка – технология поэтапного повышения концентрации РА до  $650\text{--}700\text{ кг/м}^3$  (с плавным наращиванием) при поддержании усредненной концентрации  $500\text{--}600\text{ кг/м}^3$ .

– на всех участках реализация режима сниженной интенсивности отбора жидкости (15–20 % от стандартного).

В ходе испытаний на месторождениях будет организован непрерывный мониторинг ключевых параметров. Это позволит получить достоверные данные об эффективности предложенной технологии.

Полученные результаты сформируют научную основу для совершенствования технологий ГРП/МГРП при разработке нетрадиционных запасов углеводородов и определят приоритетные направления дальнейших исследований в данной области.

## Литература

1. Бобков, Д. О. Проблемы, возникающие при проведении ГРП, и возможности их решения // Современные научные исследования и инновации – 2017. – № 7. – URL: <https://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111>.
2. Махнач, А. А. Очерк геологии Беларуси / А. А. Махнач, А. В. Кудельский. – Минск : Беларусь. наука, 2019. – С. 171.

3. Ерошенко, А. А. Изучение дальнейшей перспективы освоения низкопроницаемых нетрадиционных пород-коллекторов отложений I–III пачки Речицкого месторождения; исследование перспектив нефтегазоносности отложений елецко-петриковского возраста северной зоны (заключ.) : отчет о НИР / БелНИИнефть. – Гомель, 2024. – С. 231.
4. Экономидес, М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике / Р. Олини, П. Валько. – М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2007. – С. 26.
5. Анализ технологии проведения ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / А. Г. Малышев, В. Н. Журба, Н. Н. Сальникова // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 46–52.

### References

1. Bobkov D. O. Problems arising during hydraulic fracturing and their solutions. *Sovremennye nauchnye issledovaniya i innovacii*, 2017, no. 7. Available at: <https://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111> (in Russian).
2. Makhnach A. A., Kudelsky A. V. *Essay on the Geology of Belarus*. Minsk, Belaruskaja navuka Publ., 2019, 171 p. (in Russian).
3. Eroshenko A. A. *Study of the further development prospects of low-permeability unconventional reservoir rocks of the I–III members of the Rechitsa field; study of the oil and gas potential of the Yelets–Petrikovskian sediments of the northern zone* (conclusion). Gomel, BelNINeft Publ., 2024. 231 p. (in Russian).
4. Economides M., Olaini R., Valko P. *Unified Hydraulic Fracturing Design: From Theory to Practice*. Moscow, Izhevsk, Institut komp'juternyh issledovaniy, 2007. 26 p. (in Russian).
5. Malyshev A. G., Zhurba V. N., Sal'nikova N. N. Analysis of hydraulic fracturing technology at the fields of Surgutneftegas OJSC. *Neftjanoe hozjajstvo*, 1997, no. 9, pp. 46–52 (in Russian).

### Информация об авторах

*Дубина Дмитрий Александрович* – инженер-технолог 2 категории лаборатории гидравлического разрыва пласта. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: [d.dubina@beloil.by](mailto:d.dubina@beloil.by)

*Синецкий Роман Васильевич* – инженер-технолог 1 категории лаборатории гидравлического разрыва пласта. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: [r.sineckij@beloil.by](mailto:r.sineckij@beloil.by)

*Войтехин Олег Леонидович* – ведущий инженер-технолог лаборатории гидравлического разрыва пласта. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: [o.voitehin@beloil.by](mailto:o.voitehin@beloil.by)

### Information about the authors

*Dubina Dzmitry Alexandrovich* – engineer-technologist of the 2nd category at the hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: [d.dubina@beloil.by](mailto:d.dubina@beloil.by)

*Sinetsky Roman Vasilievich* – engineer-technologist of the 1st category at the hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: [r.sineckij@beloil.by](mailto:r.sineckij@beloil.by)

*Voitekhin Oleg Leonidovich* – senior engineer-technologist at the hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: [o.voitehin@beloil.by](mailto:o.voitehin@beloil.by)

*Поступила в редакцию 22.08.2025*

УДК 622.276.66

## ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КВАРЦЕВОГО ПЕСКА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА КОЛЛЕКТОРАХ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

В. А. КЛИМОВИЧ<sup>1</sup>, В. Д. ПОРОШИН<sup>2</sup>

<sup>1</sup>РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель

<sup>2</sup>«Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

**Аннотация.** В настоящее время основные сложности в нефтяной отрасли большинства нефтегазодобывающих регионов связаны с высокой выработкой ресурсной базы, ростом обводненности продукции, а также с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, связанных с низкопроницаемыми коллекторами. В таких условиях гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из основных методов повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, а также повышения нефтеотдачи пластов. В Республике Беларусь ГРП активно применяется для интенсификации притока пластового флюида на нефтяных залежах с традиционным и нетрадиционным типом коллекторов. При применении данного метода используются дорогостоящие материалы, в том числе расклинивающие агенты, такие как керамические проппанты. С увеличением количества и сложности проводимых ГРП происходит и рост затрат на освоение скважин. Одним из методов снижения стоимости ГРП является замена дорогостоящего проппанта на альтернативный расклинивающий материал – кварцевый песок. В данной статье рассмотрены результаты лабораторных исследований кварцевого песка и приведены результаты моделирования использования различных вариаций соотношения проппант–песок при проведении ГРП на месторождениях Припятского прогиба.

**Ключевые слова:** гидравлический разрыв пласта, кварцевый песок, проппант, традиционный коллектор, проводимость трещин.

**Для цитирования.** Климович, В. А. Оценка целесообразности применения кварцевого песка при проведении гидроразрыва пласта на коллекторах Республики Беларусь / В. А. Климович, В. Д. Порошин // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 2 (3). – С. 41–51.

## ASSESSMENT OF THE FEASIBILITY OF USING QUARTZ SAND FOR HYDRAULIC FRACTURING IN RESERVOIRS OF THE REPUBLIC OF BELARUS

V. A. KLIMOVICH<sup>1</sup>, V. D. POROSHIN<sup>2</sup>

<sup>1</sup>RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel

<sup>2</sup>Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus

**Annotation.** Currently, the main difficulties in the oil industry in most oil and gas producing regions are related to the high development of the resource base, an increase in the water cut of products, as well as an increase in the share of hard-to-recover reserves associated with low-permeability reservoirs. Under such conditions, hydraulic fracturing is one of the main methods for increasing the productivity of producing and injecting wells, as well as increasing oil recovery. In the Republic of Belarus, hydraulic fracturing is actively used to intensify the flow of reservoir fluid in oil deposits with traditional and non-traditional reservoirs. When applying this method, expensive materials are used, including proppant agents such as ceramic proppants. As the number and complexity of hydraulic fracturing increases, so does the cost of well development. One of the methods to reduce the cost of hydraulic fracturing is to replace expensive proppant with an alternative proppant material-quartz sand. This article reviews the results of laboratory studies of quartz sand and presents the results of modeling the use of various variations in the proppant–sand ratio during hydraulic fracturing in the Pripyat trough deposits.

**Keywords:** hydraulic fracturing, quartz sand, proppant, traditional reservoir, crack conductivity.

**For citation.** Klimovich V. A., Poroshin V. D. Assessment of the feasibility of using quartz sand for hydraulic fracturing in reservoirs of the Republic of Belarus. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 41–51 (in Russian).

**Введение.** В условиях роста доли трудноизвлекаемых запасов, преимущественно-го строительства горизонтальных скважин с последующим освоением по технологии многостадийного ГРП происходит существенный рост количества операций по ГРП. В связи с этим остро стоит вопрос об оптимизации затрат на проводимую интенсификацию [1]. Одним из методов сокращения стоимости проведения данного вида работ является замена дорогостоящего керамического проппанта на более дешевый кварцевый песок. В статье Л. Ж. Окаме Нгонди и В. П. Телкова описывается исследование по определению оптимального типа расклинивающего агента при проведении ГРП. По результатам моделирования наилучшей проводимостью обладает проппантная упаковка. Однако проводимость комбинированной упаковки (20 % песка и 80 % проппанта) отличается от проппантной всего на 8,4 %, что делает оптимальным данный вариант для использования в условиях экономических ограничений [2].

В рамках данной статьи сделана попытка научно обоснованно показать возможность замены части проппанта расклинивающим агентом природного происхождения – кварцевым песком, обладающим определенными физико-механическими свойствами. На основании проведенной серии экспериментов по определению долговременной проводимости песчаной упаковки при различных давлениях смыкания выделены геологические критерии применимости предложенного подхода для условий Припятского прогиба. Путем моделирования в программном симуляторе ГРП FracPro определено влияние различного соотношения песок–проппант на потенциальный дебит скважин.

**Цель работы.** Исследование механических свойств кварцевых песков, анализ потенциального дебита скважин путем моделирования в симуляторе ГРП – FracPro при различных соотношениях песок–проппант для каждой залежи-кандидата для внедрения кварцевых песков.

**Материалы и методика проведения исследований.** Лабораторное изучение механических свойств кварцевых песков, исследование долговременной проводимости песчаной/проппантной пачки, численное моделирование физических процессов.

**Описание работы.** Одной из составляющих эффективности выполненных работ по ГРП является качество крепления образовавшейся при гидроразрыве трещины [3]. Расклинивающий агент позволяет трещине не сомкнуться после снятия давления и обеспечивает приток пластового флюида к забою добывающих скважин. Поэтому качество расклинивающего материала играет важную роль в итоговой эффективности работ.

Для определения возможности применения кварцевых песков в качестве альтернативного расклинивающего агента при проведении ГРП были выполнены лабораторные исследования механических свойств кварцевых песков и их сравнение со свойствами керамических проппантов. Стоит отметить, что одной из проблем при проведении ГРП является существенное снижение дебита продукции скважин спустя месяцы работы из-за снижения проводимости проппантной упаковки [4]. В связи с этим наряду с лабораторными исследованиями механических свойств расклинивающих агентов были проведены исследования по определению долговременной проводимости пачек проппанта и кварцевого песка. В качестве лабораторных образцов использовались керамические проппанты зарубежных производителей и кварцевый песок собственного производства ПУ «БелКварц» фракций 20/40 и 30/50, как наиболее часто применяемых при проведении ГРП на месторождениях Республики Беларусь.

Важными механическими свойствами расклинивающих агентов, по которым происходит оценка качества материала, являются массовая доля гранул основной

фракции, сферичность и округлость. По этим характеристикам были проанализированы образцы (табл. 1).

Таблица 1. Основные физико-механические свойства кварцевых песков и керамических пропантов

Table 1. Main physical and mechanical properties of quartz sand and ceramic proppants

Наименование показателей/расклинивающий агент	Песок 20/40	Проппант 20/40	Песок 30/50	Проппант 30/50
Насыпная плотность, г/см <sup>3</sup>	1,54	1,58	1,55	1,59
Массовая доля гранул основной фракции, %	94,32	95	91,65	94,86
Сферичность	0,7	0,8	0,7	0,8
Округлость	0,8	0,8	0,8	0,8
Истинная плотность, г/см <sup>3</sup> , не более	2,41	2,82	2,48	3

Как показано в табл. 1, массовая доля основной фракции для кварцевого песка фракции 20/40 составляет 94,32 %, для пропанта аналогичной фракции – 95 %, для кварцевого песка фракции 30/50 – 91,65 %, для керамических пропантов фракции 30/50 – 94,86 %. Сферичность для кварцевых песков составляет 0,7, для пропантов – 0,8. Округлость для всех образцов составляет 0,8. Таким образом, по основным показателям первичной оценки качества кварцевые пески отличаются несущественно от керамических пропантов соответствующих фракций и удовлетворяют основным требованиям, предъявляемым к расклинивающим агентам в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».

Следующим важным этапом изучения механических свойств расклинивающих агентов стало исследование на сопротивление раздавливанию (краш-тест). Данные исследования проводили при давлениях 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60, 68,9 МПа. Полученные результаты приведены на рис. 1.

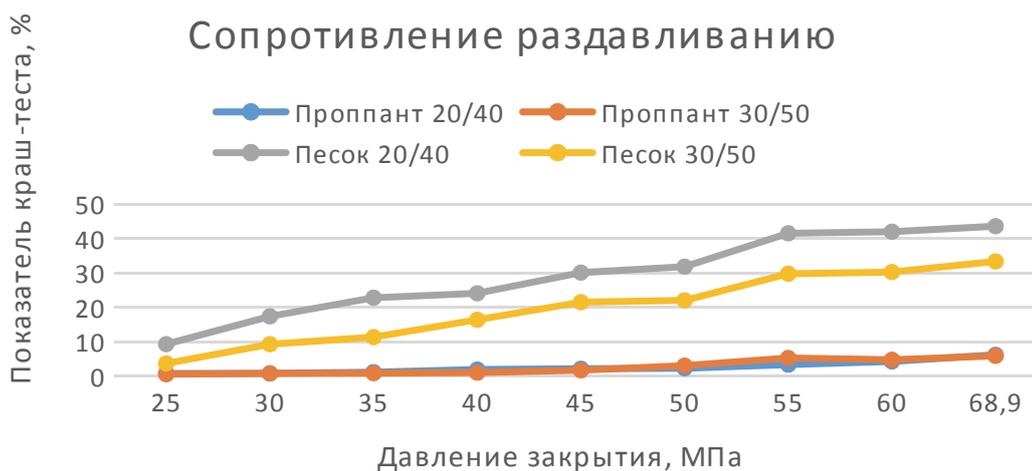


Рис. 1. Оценка сопротивлению раздавливанию керамического пропанта и песка фракций 20/40 и 30/50

Fig. 1. Evaluation of crushing resistance of ceramic proppant and sand of fractions 20/40 and 30/50

Как видно из графиков, значение сопротивления раздавливанию для керамических проппантов на всем интервале исследований растет не более 6 %. Для кварцевых песков при достижении давления в 30 МПа показатель краш-теста достигает 9 % (фракция песка 30/50) и 17 % (фракция 20/40). С ростом давления доля разрушенных частиц резко возрастает и достигает значений ~ 30 % для фракции 30/50 и ~ 40 % для фракции 20/40. Интенсивное разрушение частиц песка более крупной фракции вызвано большим средним размером зерна: чем больше размер зерна, тем меньшее давление может выдержать данное зерно расклинивающего агента при прочих равных условиях [5]. Исходя из вышеизложенного, керамические проппанты являются более устойчивыми к высоким давлениям смыкания, однако при давлениях до 40 МПа доля разрушенных частиц кварцевого песка < 25 %.

Как было описано выше, одна из проблем при проведении ГРП заключается в существенном снижении дебита продукции скважин спустя месяцы работы из-за снижения проводимости проппантной упаковки. В связи с этим далее были выполнены лабораторные исследования по определению долговременной проводимости пачек расклинивающих агентов при давлениях 6,9, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60, 68,9 МПа. Результаты исследований представлены на рис. 2.

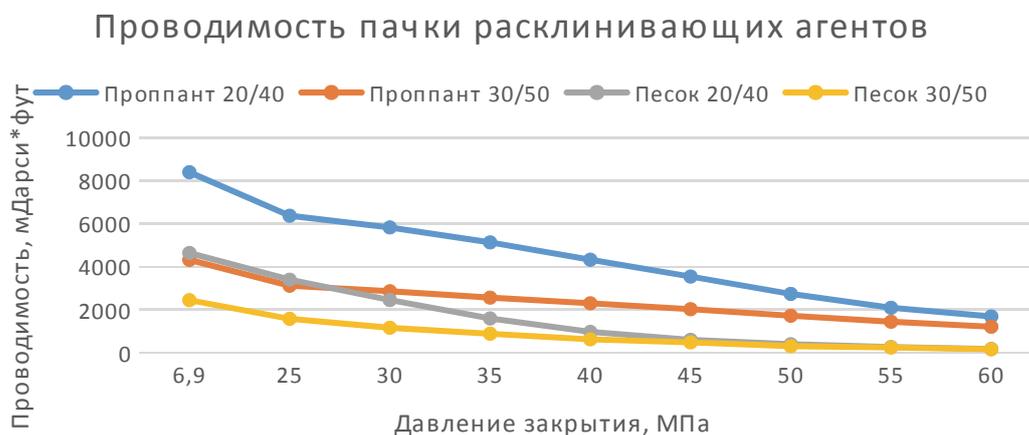


Рис. 2. Оценка проводимости проппантной и песчаной пачки фракций 20/40 и 30/50

Fig. 2. Evaluation of the conductivity of proppant and sand packs of fractions 20/40 and 30/50

Как видно из графика, наилучшей проводимостью обладает проппантная упаковка фракции 20/40. Также до давлений ~ 26 МПа проводимость проппантной упаковки проппанта фракции 30/50 и кварцевого песка 20/40 находится на одном уровне, однако с ростом давления, проводимость упаковки из кварцевого песка существенно снижается по сравнению с проводимостью проппанта 30/50. Наихудшей проводимостью обладает упаковка из кварцевого песка фракции 30/50. Стоит отметить, что при давлениях выше 45 МПа проводимость песчаной упаковки фракций 30/50 и 20/40 практически одинакова. Это говорит о том, что при достижении высоких давлений частицы песка более крупной фракции разрушаются интенсивнее и закупоривают фильтрационные каналы песчаной упаковки, вследствие чего проводимость снижается. Таким образом, исходя из данного графика, можно сделать предположение о возможной замене керамического проппанта фракции 30/50 на кварцевый песок фракции 20/40 при проведении ГРП на месторождениях (залежах), где давление смыкания составляет до 26 МПа. Также не рекомендуется использование кварцевого песка фракции 20/40 при давлении смыкания выше 45 МПа.

Как показали вышеописанные лабораторные исследования расклинивающих материалов, исследования других авторов [6], кварцевые пески обладают более низкими механическими свойствами и более низкой проводимостью песчаной упаковки по сравнению с керамическими проппантами соответствующих фракций. Для более наглядного представления о снижении проводящих параметров трещин рассчитан процент снижения проводимости при замене керамического проппанта на песок соответствующих фракций (табл. 2).

Как видно из табл. 2, при давлении смыкания 25 МПа проводимость песчаной упаковки хуже проппантной на 47 % для фракции 20/40 и на 49 % для фракции 30/50. А при давлении смыкания выше 45 МПа снижение проводимости песчаной упаковки для фракции 20/40 составляет 83 %, для фракции 30/50 – 76 %. Стоит также отметить, что лабораторные исследования не способны в полной мере учитывать фактические пластовые условия залежей, поэтому полученные данные по долговременной проводимости проппантной/песчаной упаковки могут существенно отличаться от фактической проводимости трещины. Также при увеличении матричной проницаемости коллекторов увеличиваются и требования к проницаемости упаковки (должна быть кратно выше, для обеспечения притока пластового флюида к забою добывающей скважины).

Таблица 2. Степень снижения проводимости упаковки трещины при замене проппанта на песок

Table 2. The degree of reduction in fracture packing conductivity when replacing proppant with sand

Давление закрытия, МПа	Песок 20/40, %	Песок 30/50, %
6,9	45	43
25	47	49
30	58	59
35	69	66
40	78	73
45	83	76
50	86	83
55	88	83
60	90	87

Поэтому для внедрения кварцевых песков в качестве альтернативных расклинивающих агентов при ГРП необходимо путем моделирования определить оптимальное соотношение проппант–песок, при котором добычные параметры скважины будут изменяться незначительно для залежей традиционного типа Припятского прогиба и будет достигнута рентабельность за счет экономии на закупке проппанта.

Так, на начальном этапе внедрения кварцевых песков для ГРП было принято решение об использовании его при освоении низкопроницаемых коллекторов I–III пачек петриковского горизонта Речицкого месторождения [7]. Для данной залежи характерны средние давления смыкания около 30–35 МПа. Эту залежь активно разрабатывают бурением горизонтальных скважин с последующим проведением многостадийного ГРП (количество стадий 25–34). Фактическая доля кварцевого песка в общей массе расклинивающих материалов при ГРП достигает 80 % (рис. 3).



Рис. 3. Динамика использования кварцевого песка при проведении ГРП на белорусских залежах с нетрадиционными коллекторами

Fig. 3. Dynamics of quartz sand use in hydraulic fracturing at Belarusian deposits with unconventional reservoirs

Положительный опыт применения кварцевых песков при проведении ГРП на скважинах I–III пачек петриковского горизонта Речицкого месторождения привел к постепенному внедрению кварцевых песков при проведении ГРП на коллекторах с другими пластовыми условиями. Данные залежи характеризуются более высокими значениями давления смыкания (табл. 3).

Таблица 3. Пластовые условия залежей коллекторов традиционного типа

Table 3. Reservoir conditions of traditional reservoir deposits

Месторождение	Пласт	Среднее давление смыкания, МПа	Пористость, %	Вязкость пластового флюида, мПа·с	Температура пласта, °С	Пластовое давление, МПа
Вишанское	el-zd_Iб	32,6	8,6	21,21	56	33,7
Вишанскон	el-zd_IIб	38,2	9	8,56	56	32,2
С-Домановичское	zd	36,3	6,7	2,547	53	31,27
Речицкое	zd_IVп	32,3	9,2	5,244	55,8	26,8
Речицкое	zd_VII–IXп	29,7	9,7	3,98	56,9	27,6
Речицкое	vr	48,2	6,6	1,282	64	27,9
Мармовичское	el	48,1	7,5	2,7	59	33,9

Среднее давление смыкания получено по результатам анализа мини-ГРП при проведении ГРП на скважинах, соответствующих этим залежам.

Как описывалось выше, основными проблемами применения кварцевого песка при проведении ГРП являются его низкие показатели сопротивления раздавливанию и проводимости песчаной упаковки по сравнению с проппантом соответствующих фракций. Поэтому оптимальным решением для оптимизации затрат на проведение ГРП будет замена только части проппанта на кварцевый песок. Доля кварцевого песка от суммарной массы расклинивающего материала будет различной для каждой залежи в зависимости от ее пластовых условий. Фактическая доля использования песка при проведении ГРП на залежах с традиционным типом коллектора колеблется от 10 до 50 %. Для определения оптимального соотношения проппант–песок для конкретных горно-геологических условий необходимо проанализировать работу скважин в послеоперационный период (дебит скважин по жидкости/по нефти, накопленная добыча жидкости/нефти за шесть месяцев работы после ГРП). Данных по скважинам,

где доля кварцевых песков при проведении ГРП составляет > 30 %, пока недостаточно для детального анализа работы в силу ограниченной выборки: по отдельным залежам выполнено менее 3-х скважин с различным соотношением проппант–песок, а по залежам, где выборка составляет более 3-х скважин, длительность работы составляет менее шести месяцев. Получение дополнительной информации по работе этих объектов в дальнейшем может стать основой более глубокого исследования.

Поэтому на данном этапе для определения оптимального соотношения проппант–песок будет выполнено моделирование в программном симуляторе FracPro для пластовых условий каждой залежи, на которой происходит внедрение песка с использованием физико-механических данных расклинивающих агентов, полученных при лабораторных испытаниях.

Для каждой залежи был подобран дизайн-проект с фактическими данными после проведения ГРП (откалиброванная модель). Затем в него внесли данные лабораторных исследований керамических проппантов и кварцевых песков. Для каждого опыта создан одинаковый типичный график закачки с одной фракцией расклинивающего агента, где изменялось только соотношение проппант–песок (0, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100 % песка). Далее через программный модуль FracPro «Анализ добычи» получены модельные параметры работы скважин в течение 180 дней. Итоговым параметром для сравнения работы скважин стало процентное изменение накопленной добычи по сравнению с базовым (чисто проппантным) графиком закачки.

Результаты моделирования приведены в табл. 4.

Таблица 4. Снижение накопленной добычи нефти, %, от применения песка в качестве ПА по результатам моделирования

Table 4. Reduction in cumulative oil production, %, from the use of sand as a PA based on modeling results

Доля песка, %	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
el-zd_I блок, Вишанское н. м.											
20/40	0	0	0	0	0	1	2	3	4	7	10
30/50	0	0	0	0	1	2	3	5	8	14	25
el-zd_II блок, Вишанское н. м.											
20/40	0	0	0	0	0	0	1	1	3	6	11
30/50	0	0	0	0	0	1	1	3	6	13	45
zd, С-Домановичское н. м.											
20/40	0	0	0	0	0	0	0	1	2	5	10
30/50	0	0	0	0	1	3	5	7	12	18	28
zd_IV пачка, Речицкое н. м.											
20/40	0	0	0	1	1	2	3	5	7	10	15
30/50	0	0	0	1	2	4	6	10	15	21	30
zd_VII-IX пачка, Речицкое н. м.											
20/40	0	0	0	1	1	2	3	4	6	9	12
30/50	0	0	0	1	2	3	5	8	13	19	28
vr, Речицкое н. м.											
20/40	0	1	2	3	6	9	13	19	27	37	50
30/50	0	0	0	1	3	5	9	15	23	34	49
el, Мармовичское н. м.											
20/40	0	0	0	1	2	4	8	13	20	30	46
30/50	0	0	1	2	4	6	11	16	25	37	53

Как видно из табл. 4, снижение накопленной добычи при различных соотношениях проппант–песок для каждой залежи происходит по-разному, так как на этот параметр влияют давление смыкания, пористость, вязкость пластового флюида и т. д.

Для большинства залежей при 100%-ной замене проппанта на песок соответствующей фракции более существенное снижение накопленной добычи происходит при замене фракции 30/50. Это может быть связано с тем, что упаковка фракции 20/40 обладает лучшими фильтрационными свойствами и песчаная упаковка обеспечивает необходимую проводимость трещины для условий данных залежей.

Однако для залежей, где давление смыкания выше 45 МПа (воронежская залежь Речицкого месторождения и елецкая залежь Мармовичского месторождения), наблюдается практически одинаковая потеря накопленной добычи при полной замене проппанта на песок фракций 30/50 и 20/40. Это может быть связано с тем, что при высоких давлениях смыкания крупные частицы подвержены большему разрушению, чем более мелкие. Как уже отмечалось выше, разрушенные частицы песка закупоривают фильтрационные каналы и проводимость трещин снижается. Полученные данные моделирования подтверждают проведенные лабораторные исследования (рис. 2).

Стоит также отметить, что при увеличении давления смыкания снижение накопленной добычи при 100%-ной замене проппанта на кварцевый песок также возрастает (рис. 4).

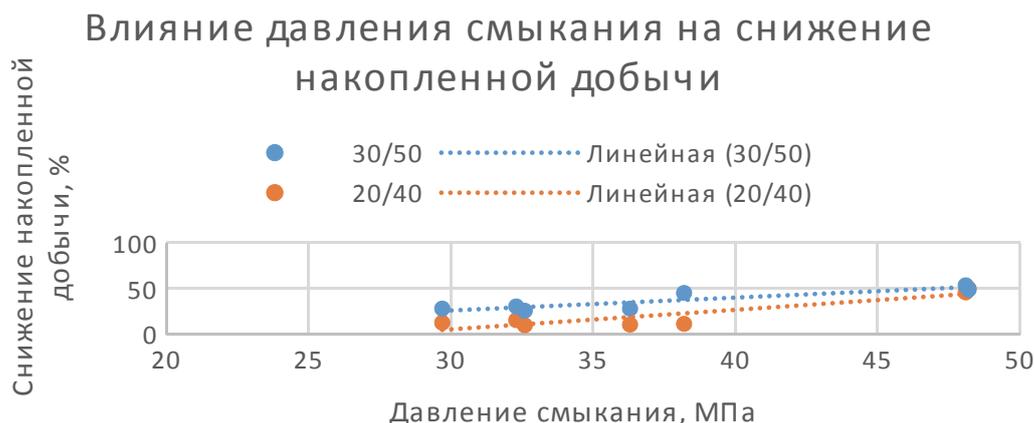


Рис. 4. Влияние давления смыкания на изменение накопленной добычи при полной замене проппанта на песок

Fig. 4. The influence of closing pressure on the change in cumulative production with complete replacement of proppant with sand

Следует отметить, что на данном графике выделяются две точки при давлении смыкания 36,3 и 38,2 для песка фракции 20/40, где значение накопленной добычи выделяется на фоне общего тренда. Это может быть связано с тем, что проводящих характеристик песка достаточно для условий данных залежей (задонская залежь С-Домановичского месторождения, елецкая залежь II блока Вишанского месторождения). Однако при последующем увеличении давления смыкания происходит резкое снижение накопленной добычи. В дальнейшем после уточнения полученных моделей необходимо провести моделирование для залежей с давлением смыкания выше 38, для определения возможной точки перегиба.

Значение доли песка в общей массе расклинивающих агентов при увеличении давления смыкания оказывает большее влияние. Так, для фракции 30/50 при давлении смыкания 33 МПа накопленная добыча начинает снижаться при доле песка 40 %, а для фракции 20/40 — при доле песка 60 %.

а при давлении смыкания 48,1 МПа – при доле песка 20 %. Для фракции 20/40 при давлении смыкания 29,7 МПа накопленная добыча начинает снижаться при доле песка 30 %, при давлении смыкания 48,1 МПа – при доле песка 20 % (рис. 5).

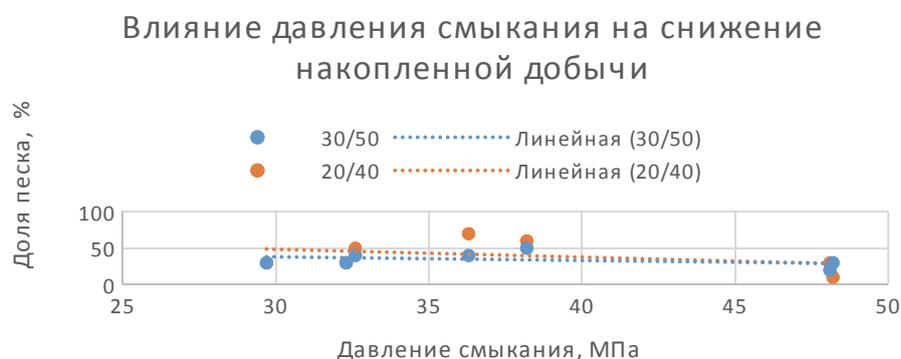


Рис. 5. Влияние давления смыкания на соотношение проппант–песок, при котором начинается снижение накопленной добычи

Fig. 5. The effect of closing pressure on the proppant-to-sand ratio at which cumulative production begins to decline

Таким образом, согласно данным моделирования, для елецко-задонской залежи Вишанского месторождения доля песка, при которой начинается снижение накопленной добычи, составляет 40–50 % для фракций 30/50 и 20/40. Наиболее критичным является доля кварцевого песка выше 80 % для фракции 30/50, когда происходит резкое снижение накопленной добычи.

Для задонской залежи С-Домановичского месторождения характерно медленное снижение накопленной добычи при увеличении доли кварцевого песка фракции 20/40 и достигает 10 % при полной замене керамического проппанта. При замене фракции 30/50 влияние песчаной упаковки на добычные параметры скважины происходит при использовании 40 % кварцевого песка и достигает 28 % при полной замене.

Для IV и VII–IX пачек задонского горизонта Речицкого месторождения снижение накопленной добычи происходит при доле кварцевого песка, равной 30 %, и достигает 15–12 % для фракции 20/40 и 30–28 % для фракции 30/50.

Для воронежской залежи Речицкого месторождения и елецкой залежи Мармовичского месторождения замена керамического проппанта на кварцевый песок оказывает наибольшее влияние на накопленную добычу. При полной замене проппанта снижение накопленной добычи достигает 50 %. Это может быть связано с более высокими значениями давления смыкания по сравнению с другими объектами исследования. Снижение добычных параметров скважин происходит при доле песка выше 10 %.

Необходимо отметить, что модель FracPro не учитывает параметр разрушения проппантной/песчаной упаковки со временем, поэтому для дальнейшего использования модельных данных при проектировании ГРП и принятии решения об увеличении доли песка в общей массе расклинивающих материалов, необходимо проанализировать работу скважин с разным соотношением проппант–песок на каждой исследуемой залежи и подтвердить или опровергнуть полученные данные. После изучения работы скважин возможно уточнение полученной модели добычи. В дальнейшем планируется определение значения критического снижения накопленной добычи, при котором замена керамического проппанта на кварцевый песок будет нецелесообразна, и при помощи уточненной модели определение оптимального соотношения проппант–песок для определенных условий каждой залежи.

**Заключение.** В условиях экономических ограничений и высокой стоимости проппанта в ряде нефтяных компаний и нефтедобывающих регионов существует необходимость замены проппанта на более дешевый вариант расклинивающего агента – кварцевый песок. Основными проблемами применения песков в качестве расклинивающих агентов при ГРП, как показали проведенные лабораторные исследования, являются их высокая степень разрушения при воздействии высоких давлений и низкая проводимость песчаной пачки. Исходя из зарубежного опыта, наиболее оптимальным решением рассматриваемой задачи будет замена части проппанта песком. Для определения возможного соотношения проппант–песок был проведен анализ работы скважин в программном симуляторе ГРП FracPro. В целом полученные данные подтверждают выполненные лабораторные исследования, однако программа не учитывает разрушение частиц песка/проппанта с течением времени, что может критично сказаться на долгосрочной работе объектов. Поэтому для принятия решения об увеличении доли песка в общей массе расклинивающих агентов необходимо провести анализ фактической работы скважин после ГРП с разным соотношением проппант–песок на каждой залежи.

### Литература

1. Синельников, И. А. Анализ возможных способов повышения эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях / И. А. Синельников // Международный научно-исследовательский журнал. – 2021. – № 7 (109). – С. 102–106.
2. Окаме Нгонди, Л. Ж. Исследование влияния количества трещин и других операционных параметров на показатели разработки месторождения при проведении гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах / Л. Ж. Окаме Нгонди, В. П. Телков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2025. – № 8 (404). – С. 35–42.
3. Жаркова, К. В. Поиск оптимальной массы проппанта при проведении многостадийных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах / К. В. Жаркова, Н. В. Пупков // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 8. – С. 87–92.
4. Михайлов, С. А. Исследование долгосрочной проводимости пропантов различных производителей : науч.-техн. отчет о выполнении НИР. – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. – 89 с.
5. Панькович, И. В. Перспектива применения проппанта малых фракций как метода оптимизации процесса многостадийного гидроразрыва пласта / И. В. Панькович, А. А. Усенко, М. Ю. Савастын // Международный журнал прикладных наук и технологий «Integral». – 2022. – № 5. – С. 1499–1508.
6. Перспективы применения отечественных песков в качестве расклинивающих материалов ГРП / А. Л. Богданов, М. В. Казак, А. В. Мельгуй [и др.] // Нефтяник Полесья. – 2023. – № 2 (43). – С. 86–93.
7. Войтехин, О. Л. Технологические подходы к оптимизации темпа разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяного месторождения / О. Л. Войтехин, А. Б. Невзорова // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2023. – № 3. – С. 67–79.

### References

1. Sinel'nikov I. A. Analysis of possible ways to improve the efficiency of multi-stage hydraulic fracturing in oil fields. *Mezhdunarodnyi nauchno-issledovatel'skii zhurnal = International Research Journal*, 2021, no. 7 (109), pp. 102–106 (in Russian).
2. Okame Ngondi L. Zh. Study of the influence of the number of fractures and other operational parameters on the performance of a field during hydraulic fracturing in horizontal wells. *Ge-*

*ologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2025, no. 8 (404), pp. 35–42 (in Russian).

3. Zharkova K. V. Search for the optimal proppant mass during multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*, 2022, no. 8, pp. 87–92 (in Russian).
4. Mikhailov S. A., Magadov V. R. *Study of long-term conductivity of proppants from different manufacturers*. Moscow, RGU nefti i gaza im. I. M. Gubkina, 2011. 89 p. (in Russian).
5. Pan'kovich I. V., Usenko A. A., Savast'in M. Yu. Prospects for the use of small-fraction proppant as a method for optimizing the process of multi-stage hydraulic fracturing. *Mezhdunarodnyi zhurnal prikladnykh nauk i tekhnologii «Integral» = International Journal of Applied Sciences and Technologies «Integral»*, 2022, no. 5, pp. 1499–1508 (in Russian).
6. Bogdanov A. L., Kazak M. V., Mel'gui A. V., Rakutko A. G., Tkachev D. V. Prospects for the use of domestic sands as wedging materials of hydraulic fracturing. *Neftyanik Poles'ya*, 2023, no. 2 (43), pp. 86–93 (in Russian).
7. Voitekhn O. L., Nevzorova A. B. Technological approaches to optimizing the rate of development of hard-to-recover oil field reserves. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2023, no. 3, pp. 67–79 (in Russian).

#### Информация об авторах

*Климович Виктория Александровна* – инженер-технолог лаборатории гидроразрыва пласта. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: v.a.klimovich@beloil.by

*Порошин Валерий Дмитриевич* – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Нефтегазозаботка и гидропневмоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр-т Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: poroshin-52@mail.ru

#### Information about the authors

*Klimovich Viktoryia Alexandrovna* – engineer-technologist of the hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: v.a.klimovich@beloil.by

*Poroshin Valery Dmitrievich* – DSc, Professor of the Department of Oil and Gas Exploration and Hydropneumatics. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, October Ave., 246029, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: poroshin-52@mail.ru

*Поступила в редакцию 28.04.2025*

УДК 622.248

## ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С MPD В ПРИПЯТСКОМ ПРОГИБЕ

И. С. АВЛАСЕНКО, В. В. ПОЛОГЕЕНКО, Д. В. ПОРОШИН

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти  
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

**Аннотация:** В подсолевом и межсолевом нефтегазоносных комплексах ряда районов Припятского прогиба встречаются объекты с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Рассмотрен один из наиболее эффективных методов проводки глубоких скважин в зонах распространения АВПД, основанный на технологии бурения с MPD (Managed pressure drilling). Поставлен вопрос научного обоснования выбора технологии строительства и конструкции скважины в условиях узкого или неизвестного окна бурения для конкретных геолого-технических условий одного из участков рассматриваемого региона.

**Ключевые слова:** скважина, промывочная жидкость, окно бурения, регулирование давления, бурение, плотность, АВПД, эквивалентная циркуляционная плотность.

**Для цитирования:** Авласенко, И. С. Применение технологии бурения с MPD в Припятском прогибе / И. С. Авласенко, В. В. Пологееенко, Д. В. Порошин // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 2 (3). – С. 52–58.

## APPLICATION OF MPD DRILLING TECHNOLOGY IN THE PRIPYAT TROUGH

I. S. AVLASENKO, V. V. POLOGEENKO, D. V. POROSHIN

*The Belarusian Scientific Research and Design Institute  
of Oil RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

**Abstract:** In the subsalt and inter-salt oil and gas bearing complexes of a number of regions of the Pripyat trough, objects with abnormally high reservoir pressures (AVPD) are found. One of the most effective methods of conducting deep wells in the areas of WUA distribution, based on MPD (Managed pressure drilling) drilling technology, is considered. The question of scientific justification of the choice of well construction technology and construction in conditions of a narrow or unknown drilling window for specific geological and technical conditions of one of the sites of the region under consideration is raised.

**Keywords:** borehole, flushing fluid, drilling window, pressure regulation, drilling, density, AVPD, equivalent circulation density.

**For citation.** Avlasenko I. S., Pologeenko V. V., Poroshin D. V. Application of MPD drilling technology in the Pripyat trough. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 52–58 (in Russian).

**Введение.** Во время поисково-разведочного бурения в подсолевых и межсолевых нефтегазоносных комплексах Припятского прогиба выявлены аномально высокие пластовые давления (АВПД) [1, 2]. Диапазон статической и циркуляционной плотности бурового раствора на скважинах с АВПД находится в узком диапазоне, так называемом «окне бурения». В связи с этим вскрытие нефтегазоносного резервуара с высоким АВПД приводит к потребности в применении более сложной конструкции скважины и соответственно – дополнительным затратам на их бурение.

Бурение с MPD (Managed pressure drilling) позволяет точно контролировать давление в забойной зоне, что существенно уменьшает риски аварийных ситуаций, свя-

занных с газонефтеводопроявлением (ГНВП) и поглощениями, и дает возможность производить совместное вскрытие несовместимых по условиям бурения отложений.

Использование технологии MPD способствует снижению затрат на химические реагенты и буровой раствор, предотвращая их поглощение при превышении гидравлического давления. Быстрое обнаружение газонефтяных смесей из пластов и создание противодействия позволяют значительно уменьшить объем их поступления и повысить безопасность процесса бурения [4, 5].

Кроме того, MPD способствует сохранению фильтрационных свойств пластов и минимизации осложнений и аварийных ситуаций [6, 7]. Технология обеспечивает снижение воздействия промывочной жидкости на продуктивный пласт (снижение скин-эффекта в призабойной зоне), а также помогает осуществлять бурение трещиноватых коллекторов без необходимости кольматирования. Это содействует повышению коэффициента извлечения нефти и увеличению продуктивности скважин [8].

В настоящее время технология MPD широко применяется в российских компаниях, она обладает потенциалом для развития как на давно разрабатываемых месторождениях (в условиях пониженного пластового давления), так и на новых разведанных объектах, позволяя минимизировать риски возникновения ГНВП и других осложнений [9].

Ключевая особенность MPD – обеспечение поддержки необходимого минимального давления в забойной зоне. Международная ассоциация буровых подрядчиков (IADC) определяет MPD как «адаптивный процесс бурения», который используется для точного контроля давления в кольцевом пространстве по всему стволу скважины [10–12]. Основная задача – установление на оптимальных уровнях давления на забое и управление гидравлической системой в затрубном пространстве, что повышает безопасность и эффективность процесса бурения.

**Цель и задачи.** Целью настоящей работы является инженерная оценка возможности сокращения затрат времени строительства скважины при использовании MPD.

**Материалы и методика проведения исследований.** В данном исследовании авторами выполнялись расчеты в специализированном программном комплексе (Sysdrill) давления в затрубном пространстве при проведении операций во время бурения с различными режимами. Исследовалась эффективность создания противодействия при MPD.

Роторный устьевой герметизатор (РУГ), блок дросселирования и расходомер Кориолиса являются основными элементами системы MPD (рис. 1). РУГ позволяет нагнетать жидкость в затрубное пространство при подъеме колонны, а также частично перекрывать его для увеличения давления. Блок дросселирования обеспечивает создание требуемого противодействия в скважине. Система MPD позволяет остановить и устранить умеренное проявление пластового флюида без глушения скважины. Расходомер Кориолиса – прибор, использующий эффект Кориолиса для измерения объемного расхода и плотности флюидов в режиме реального времени. Позволяет оперативно обнаружить даже минимальные проявления и поглощение.

Чтобы контролировать скважину в условиях узкого окна бурения, необходимо точно знать эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП). Кроме этого при проектировании важно определить возможность удержания ЭЦП во время всех операций в пределах окна бурения. Эти вопросы, а также инженерная оценка технологических преимуществ системы MPD по сравнению с другими методами проводки скважин в условиях АВПД рассматриваются в данной работе на примере гидравлического моделирования во время проведения основных операций при бурении межсоловых отложений в скважине по проектной и предлагаемой конструкции [13].

Вскрытие межслоевых отложений в проектной конструкции скважины предусмотрено двумя секциями, первая – диаметром 165,1 мм со спуском обсадной колонны диаметром 140 мм, вторая – 114,3 мм со спуском эксплуатационного хвостовика диаметром 102 мм. Данное решение обусловлено наличием в межслоевых отложениях пластов, несовместимых по условиям вскрытия, а именно, необходимостью использования разных буровых растворов для того, чтобы не допустить проявлений и поглощений.

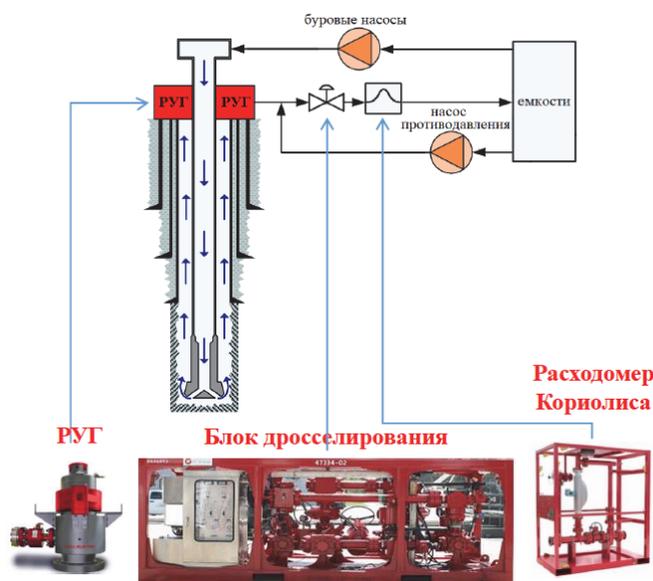


Рис. 1. Основные элементы системы MPD

Fig. 1. The main elements of the MPD system

**Результаты исследования.** В представленной статье авторами рассматривается вопрос возможности за счет технологии MPD изменения проектной конструкции скважины со вскрытием межслоевых отложений одной секцией диаметром 165,1 мм со спуском обсадной колонны диаметром 140 мм (рис. 2).

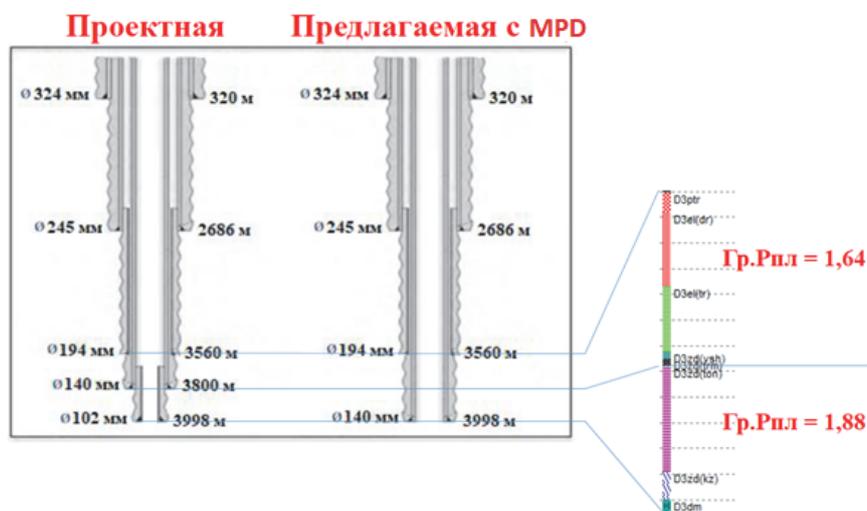


Рис. 2. Конструкции скважин

Fig. 2. Construction of well

При бурении первой секции диаметром 165,1 мм по проектной конструкции используется буровой раствор с плотностью  $1,73 \text{ г/см}^3$ . Согласно проведенным авторами расчетам, ЭЦП при этом находится в диапазоне  $1,85\text{--}1,89 \text{ г/см}^3$ . При подъеме компоновки низа бурильной колонны (КНБК) со стандартной скоростью 30 м/мин ЭЦП составит  $1,61 \text{ г/см}^3$ , что приведет к ГНВП, так как градиент пластового давления выше и составляет  $1,64 \text{ МПа/100 м}$ . Избежать этого можно путем снижения скорости подъема до 10 м/мин, ЭЦП при этом составит  $1,65 \text{ г/см}^3$ .

При спуске обсадной колонны (ОК) со стандартной скоростью 30 м/мин ожидается гидроразрыв пород, поэтому необходимо ограничить скорость спуска ОК до 20 м/мин. Таким образом, бурение данной секции возможно по традиционной технологии, для чего необходимо ограничить скорость подъема КНБК до 10 м/мин и скорость спуска ОК до 20 м/мин. С учетом подъема и спуска КНБК требуемое для безопасного бурения «окно» составляет  $1,65\text{--}2,0 \text{ МПа/100 м}$ .

При бурении второй секции диаметром 114,3 мм по проектной конструкции используется буровой раствор с плотностью  $1,99 \text{ г/см}^3$ . Согласно проведенным авторами расчетам, ЭЦП при этом находится в диапазоне  $2,18\text{--}2,24 \text{ г/см}^3$ . С учетом подъема и спуска КНБК требуемое для безопасного бурения «окно» составляет  $1,84\text{--}2,64 \text{ МПа/100 м}$ . Исходя из градиента пластового давления  $1,64 \text{ МПа/100 м}$  и градиента гидроразрыва  $2 \text{ МПа/100 м}$  при бурении данной секции ожидается как ГНВП, так и поглощение бурового раствора.

Плотность промывочной жидкости для бурения по технологии MPD выбрана  $1,73 \text{ г/см}^3$ . Поддержание репрессии на пласт по технологии MPD обеспечивается дополнительным противодавлением на устье.

При бурении одной секции диаметром 165,1 мм с технологией MPD по предлагаемой конструкции и с учетом подъема и спуска КНБК требуемое для безопасного бурения «окно» составляет всего  $1,88\text{--}2,0 \text{ МПа/100 м}$ , что значительно ниже (в 14 раз), чем по стандартной технологии с проектной конструкцией. При этом исключаются как ГНВП, так и поглощение бурового раствора.

**Заключение.** На примере скважины в условиях АВПД проведено гидравлическое моделирование бурения с использованием стандартной технологии по проектной конструкции и с технологией MPD по предлагаемой конструкции.

В условиях АВПД бурение скважины по стандартной технологии необходимо осуществлять по более сложной конструкции, перекрывая несовместимые по условиям бурения отложения. И с учетом неопределенности в глубине их разделения и значений ЭЦП при проведении стандартных операций при бурении все равно существуют риски как ГНВП, так и поглощения бурового раствора.

При использовании в условиях АВПД и вскрытии межсолевых отложений одной секцией диаметром 165,1 мм технология MPD позволяет обеспечить ЭЦП во время всех операций в пределах «окна бурения». На примере скважины установлено, что с применением технологии MPD требуется «окно бурения», в 14 раз меньшее, чем при стандартной технологии, что является важным техническим преимуществом, позволяющим упростить конструкцию скважины и снизить риски возникновения ГНВП и поглощения при бурении.

Сокращение времени строительства скважины при использовании предлагаемой конструкции и технологии MPD достигается за счет:

- исключения одной операции цементирования;
- сокращения количества спуско-подъемных операций (СПО), необходимых для смены инструмента, шаблонировки ствола скважины перед спуском секции диаметром 114,3 мм и спуском секции диаметром 114,3 мм;
- отсутствия необходимости перевода скважины на буровой раствор плотностью  $1,99 \text{ г/см}^3$ .

Таким образом, применение технологии MPD рекомендуется на объектах с АВПД в Припятском прогибе для снижения временных затрат при бурении скважин.

*Данная работа выполнена в рамках тематики по внедрению новой техники и технологий лаборатории технологии бурения и восстановления скважин отдела строительства скважин БелНИПИнефть.*

### Литература

1. Порошин, В. Д. Аномальные пластовые давления в межсолевых и подсолевых девонских отложениях Припятского прогиба / В. Д. Порошин, Н. Л. Лобова // Доклады АН БССР. – 1990. – Т. 34. – С. 1.
2. Обеспечение долгосрочной целостности крепи горизонтальных скважин в традиционных коллекторах с освоением методом многостадийного гидроразрыва пласта по технологии Plug&Perf / Д. В. Порошин, С. В. Лелявский, Д. В. Пилипчук, В. В. Пологеев // Нефтяник Полесья. – 2022. – № 2. – С. 98.
3. Роснефть: Применение систем контроля давления для скважин с трещиноватым коллектором в условиях аномально низкого пластового давления // К. А. Чернокалов, А. Г. Пушкарский, А. М. Поляруш, М. И. Кошчер // Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 4. – С. 45–47.
4. Бабаян, Э. В. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях / Э. В. Бабаян. – Краснодар : Советская Кубань, 2007. – 154 с.
5. Куксов, А. К. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении / А. К. Куксов, Э. В. Бабаян, В. Д. Шевцов. – М. : Недра, 1992. – 251 с.
6. Литологические и гидродинамические факторы, определяющие условия первичного вскрытия горизонтальным бурением и освоение продуктивных интервалов рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского НГКМ / А. Г. Вахромеев, Р. К. Розяпов, О. В. Постникова [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – № 3. – С. 67–81.
7. Геодинамические аспекты исследования сложных горно-геологических условий бурения древнейших карбонатных резервуаров нефти и газа рифея: обзор проблемы на примере месторождений Байкитской нефтегазоносной области / А. Г. Вахромеев, С. А. Сверкунов, В. М. Иванишин [и др.] // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8, № 4. – С. 903–921. – DOI.10.5800/GT-2017-8-4-0323
8. Эффективный способ бурения скважин в условиях катастрофических поглощений в трещиноватых коллекторах Юрубчено-Тохомского месторождения / Р. Р. Гиниятуллин, В. В. Кириев, Д. Д. Крепостников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 40–43. – DOI10.24887/0028-2448-2017-11-40-43
9. Рябчук, В. А. Анализ применения технологий бурения с управляемым давлением на забое при проводке ствола скважины в карбонатных отложениях / В. А. Рябчук, Ю. П. Сердобинцев, В. А. Шмелев, Н. Н. Кривошеева // Молодой ученый. – 2019. – № 22. – С. 138–139.
10. Сверкунов, С. А. Применение технологии бурения с регулируемым давлением в условиях Восточной Сибири / С. А. Сверкунов // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2012. – № 2. – С. 122–125.
11. Бабаян, Э. В. Технология бурения с управлением забойным давлением в системе «скважина – пласт»: учеб. пособие / Э. В. Бабаян. – М. : Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 308 с.
12. Бабаян, Э. В. Технология бурения скважин с поддержанием заданного давления / Э. В. Бабаян, А. И. Булатов – М. : ВНИИОНГ, 1989. – (Обзорная информация. Серия «Строительство скважин»).
13. Бабаян, Э. В. Инженерные расчеты при бурении / Э. В. Бабаян, А. В. Черненко. – М. : Инфра-Инженерия, 2018. – 440 с.

**References**

1. Poroshin V. D., Lobova N. L. Anomalous reservoir pressures in inter-salt and sub-salt Devonian deposits of the Pripyat trough. *Doklady Akademii Nauk BSSR*, 1990, vol. 34, p. 1 (in Russian).
2. Poroshin D. V., Lelyavskii S. V., Pilipchuk D. V., Pologeenko V. V. Ensuring of long-term cementing Integrity of horizontal wells in traditional reservoirs with the development by using Plug & Perf multi-stage hydraulic fracturing. *Neftyanik Poles'ya*, 2022, no. 2 (42), p. 98 (in Russian).
3. Chernokalov K. A., Pushkarskii A. G., Polyarush A. M., Koshcher M. I. Application of pressure control systems for wells with fractured reservoirs under conditions of abnormally low reservoir pressure. *Nauchno-tekhnicheskii Vestnik OAO «NK «Rosneft'»*, 2016, no. 4, pp. 45–47 (in Russian).
4. Babayan E. V. *Well control technology for gas, oil and water shows*. Krasnodar, Sovetskaya Kuban' Publ., 2007. 154 p. (in Russian).
5. Kuksov A. K., Babayan E. V., Shevtsov V. D. *Prevention and elimination of gas, oil and water intrusions during drilling*. Moscow, Nedra Publ., 1992. 251 p. (in Russian).
6. Vakhromeev A. G., Rozyapov R. K., Postnikova O. V., Kutukova N. M., Sverkunov S. A., Siraev R. U. Lithological and hydrodynamic factors that determine the conditions for the initial opening of horizontal drilling and the development of productive intervals of the Riphean natural reservoir of the Yurubcheno-Tokhomskoye oil and gas condensate field. *Geologiya i mineral'nosyr'evye resursy Sibiri*, 2015, no. 3, pp. 67–81 (in Russian).
7. Vakhromeev A. G., Sverkunov S. A., Ivanishin V. M., Rozyapov R. K., Danilova E. M. Geodynamic aspects of the study of complex mining and geological conditions for drilling ancient carbonate reservoirs of Riphean oil and gas: a review of the problem using the example of fields in the Baikit oil and gas region. *Geodinamika i tektonofizika = Geodynamics and Tectonophysics*, 2017, vol. 8, no. 4, pp. 903–921 (in Russian). <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0323>
8. Giniatullin R. R., Kiriev V. V., Krepostnikov D. D., Chernokalov K. A., Zagrivny F. A., Dobrokhleb P. Yu., Voitenko D. N., Polyarush A. M. An effective method of drilling wells in conditions of catastrophic losses in fractured reservoirs of the Yurubcheno-Tokhomskoye field. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 2017, no. 11, pp. 40–43 (in Russian). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-11-40-43>
9. Ryabchuk V. A., Serdobintsev Yu. P., Shmelev V. A., Krivosheeva N. N. Analysis of the use of drilling technologies with controlled downhole pressure when drilling a well in carbonate deposits. *Molodoi uchenyi*, 2019, no. 22, pp. 138–139 (in Russian).
10. Sverkunov S. A. Managed pressure drilling technology under conditions of Eastern Siberia. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya seksii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, poiski i razvedka rudnykh mestorozhdenii*, 2012, no. 2, pp. 122–125 (in Russian).
11. Babayan E. V. *Drilling technology with bottomhole pressure control in the well-reservoir system*. Moscow, Vologda, Infra-Inzheneriya Publ., 2021. 308 p. (in Russian).
12. Babayan E. V., Bulatov A. I. *Technology of drilling wells while maintaining a given pressure*. Moscow, VNIIONG Publ., 1989 (in Russian).
13. Babayan E. V., Chernenko A. V. *Engineering calculations for drilling*. Moscow, Infra-Inzheneriya Publ., 2018, 440 p. (in Russian).

**Информация об авторах**

Авласенко Игорь Сергеевич – инженер-технолог лаборатории технологии бурения и восстановления скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: I.Avlasenko@beloil.by

*Пологеенко Владимир Владимирович* – заведующий лабораторией технологии бурения и восстановления скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: pologeenko@beloil.by

*Порошин Дмитрий Валерьевич* – заведующий отделом строительства скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: poroshin@beloil.by

#### **Information about the authors**

*Avlasenko Igor Sergeevich* – engineer-technologist of the Laboratory of technology of drilling and well restoration. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: I.Avlasenko@beloil.by

*Pologeenko Vladimir Vladimirovich* – head of the Laboratory of technology of drilling and well restoration. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: pologeenko@beloil.by

*Poroshin Dmitry Valerievich* – head of the department of well constructing. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: poroshin@beloil.by

*Поступила в редакцию 28.04.2025*

УДК 622.276.6

## НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В СТИМУЛЯЦИИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

А. В. ДЕНИСЕНКО<sup>1</sup>, А. В. СЕРЕБРЕННИКОВ<sup>2</sup>, А. И. ГАВРИЛЕНКО<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

<sup>2</sup>*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

**Аннотация.** В период с 2019 по 2025 г. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» ведет активную работу по разработке низкопроницаемых карбонатных отложений Припятского прогиба. В связи с крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами этих пород-коллекторов их промышленная разработка является экономически целесообразной исключительно при применении прогрессивных методов, таких как бурение скважин с протяженными горизонтальными стволами с последующим многостадийным гидроразрывом пласта.

**Ключевые слова:** многостадийный гидравлический разрыв пласта, трудноизвлекаемые запасы, геомеханическое моделирование.

**Для цитирования.** Денисенко, А. В. Новые технологические решения в стимуляции трудноизвлекаемых запасов Припятского прогиба / А. В. Денисенко, А. В. Серебрянников, А. И. Гавриленко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 2 (3). – С. 59–67.

## NEW TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR STIMULATING HARD-TO-RECOVER RESERVES OF THE PRIPYAT TROUGH

A. V. DENISENKO<sup>1</sup>, A. V. SEREBRENNIKOV<sup>2</sup>, A. I. GAVRILENKO<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

<sup>2</sup>*RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

**Annotation.** In the period from 2019 to 2025 RUE “Production Association “Belorusneft” is actively working on the development of low-permeable carbonate deposits of the Pripyat trough. Due to the extremely low filtration and reservoir properties of these reservoir rocks, their industrial development is economically feasible only when using advanced methods, such as drilling wells with extended horizontal trunks followed by multi-stage hydraulic fracturing.

**Keywords:** multi-stage hydraulic fracturing, hard-to-recover reserves, geomechanical modeling.

**For citation.** Denisenko A. V., Serebrennikov A. V., Gavrilenko A. I. New technological solutions in the stimulation of hard-to-recover reserves of the Pripyat trough. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 59–67 (in Russian).

**Введение.** Многолетний опыт по созданию, подбору, адаптации и внедрению технологий повышения эффективности разработки и нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти показал, что широкий спектр геолого-геофизических условий залежи углеводородов, постоянное изменение их во времени при разработке требуют постоянной адаптации и внедрения все более совершенных и эффективных методов воздействия на продуктивные пласты и призабойную зону скважин – создания арсенала эффективных технологий для широкого спектра геолого-физических условий залежей. При этом, планируя применение, адаптацию и внедрение новых

технологий, необходимо понимать, какие проблемы в разработке залежей нефти сможет решить та или иная технология, в каких граничных условиях геолого-геофизических свойств она может быть эффективна [1].

Повышение эффективности разработки ТрИЗ требует перехода от универсальных методов к созданию адресных технологических решений, учитывающих уникальные свойства каждой залежи.

**Цель работы.** Анализ геомеханических условий и оценка эффективности нового технологического решения по стимуляции ТрИЗ в отложениях I–III пачек Речицкого месторождения, заключающегося в целенаправленной инициации трещин гидроразрыва пласта (ГРП) во II пачке для дренирования вышележащего продуктивного коллектора I пачки.

**Описание работы.** Предметом настоящего исследования являются отложения петриковского и елецкого горизонтов Речицкого нефтяного месторождения, приуроченные к верхней части межсолевой толщи, которую принято разделять на десять пачек (I–X). Отложения I–III пачек имеют вертикальную эффективную мощность в пределах 3,8–8,1 м, коэффициент расчлененности – 4 и более. Толщины отложений I–III пачек не выдержаны и изменяются в следующем диапазоне: III пачки – 8÷32 м, II пачки – 15÷64 м, I пачки – 1÷24 м с общим увеличением толщин с юго-западной части площади в северо-восточном направлении. В целом отложения I–III пачек характеризуются хорошими показателями с точки зрения углеводородного (УВ) потенциала. Наилучшим УВ потенциалом обладают породы I пачки (очень хороший/отличный), а наихудшими – отложения III пачки (удовлетворительный/хороший). Отложения характеризуются ультранизкой проницаемостью пород-коллекторов 0,04–0,7 мД (по данным ГДИ), что обусловлено микропористым строением емкостного пространства (65 % пор имеют размер менее 10 мкм). Согласно стандарту организации РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» «Классификации трудноизвлекаемых запасов углеводородов» данная особенность позволяет отнести эти отложения к низкопроницаемым породам нетрадиционного типа [2]. Традиционные отложения IV–V пачек и VII–VIII пачек являются самостоятельными объектами разработки.

Стратегия разбуривания фонда скважин I–III пачек основывается на принципе ориентации горизонтальных стволов ортогонально направлению действия максимального горизонтального напряжения. Данный подход обеспечивает формирование поперечных трещин ГРП, что максимизирует площадь дренирования пласта за счет создания разветвленной системы трещин ГРП.

Разработка залежи углеводородов в отложениях I–III пачек сопряжена с комплексом технологических и геологических вызовов, характерных для ТрИЗ. Анализ данных по эксплуатации скважин в отложениях I–III пачек за 2024–2025 гг. выявил две проблемы: аномально высокая обводненность продукции и резкое снижение дебитов жидкости на фоне падающего пластового давления.

Ключевым геологическим фактором, усугубляющим ситуацию, является региональная неоднородность коллектора. Наиболее продуктивные скважины, демонстрирующие высокие дебиты нефти при низкой обводненности, сосредоточены в центральной и западной частях Речицкого месторождения, где значения эффективной пористости, содержания подвижных УВ ( $S_0 + S_1$ ) и органического вещества (ТОС) оптимальны. В противоположность этому скважины восточного участка и Демеховского участка расположены в зонах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что предопределяет их низкую производительность с момента ввода в эксплуатацию.

Доминирующей проблемой является катастрофически высокая обводненность продукции, природа которой имеет двойственный характер. Основной причиной считается гидравлический прорыв трещин ГРП в нижележащий, обводненный пласт IV пачки. Данная гипотеза подтверждается геохимическим анализом добываемой жидкости: на восточном участке ее состав близок к воде, закачиваемой для поддержания пластового давления (ППД), что указывает на наличие прямой гидродинамической связи. Дополнительным негативным фактором выступает явление «Frac-hit» – влияние проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на соседние добывающие скважины, выражающееся в резком скачке их обводненности. Традиционные технологические решения, такие как оптимизация состава жидкостей разрыва и расклинивающего агента, не позволили полностью нивелировать данный риск. Выявленные проблемы требуют комплексного геомеханического анализа для оптимизации технологической схемы освоения и параметров ГРП.

Процесс инициации трещины ГРП описывается классическим критерием хрупкого разрушения. Зарождение трещины происходит в момент, когда давление нагнетаемой жидкости в стволе скважины преодолевает суммарное сопротивление, состоящее из двух компонентов: минимального главного сжимающего напряжения, действующего в данной точке, и прочности породы на растяжение. Прочность на растяжение для большинства осадочных пород (песчаники, алевролиты, известняки) является величиной относительно постоянной и обычно на порядок ниже их прочности на сжатие. Таким образом, основным переменным параметром, определяющим давление разрыва, является именно величина минимального главного напряжения.

Рекомендация по выбору для перфорации и инициации разрыва интервалов с минимальным значением главного напряжения носит комплексный характер и обусловлена требованиями к контролируемости, предсказуемости и эффективности процесса. Такая стратегия обеспечивает формирование простой, плоской и предсказуемой по геометрии трещины. Поскольку трещина сразу же иницируется в плоскости, перпендикулярной минимальному напряжению, ее последующий рост является относительно стабильным и стремится распространяться в направлении, определяемым региональным градиентом поля напряжений, пока не встретит геологические или механические барьеры, способные изменить ее траекторию, форму или привести к остановке. Это позволяет с высокой степенью достоверности прогнозировать длину, высоту и ориентацию трещины с помощью современных симуляторов, что критически важно для оптимального размещения пропантa и оценки охвата пласта воздействием.

Корректная инициация гарантирует создание надежного соединения (гидравлической связи) между стволом скважины и телом трещины. Это залог эффективного последующего заполнения трещины пропантом и ее сохранности после закрытия. Пропант, размещенный в такой трещине, равномерно распределяется по ее длине, обеспечивая создание высокопроводящего канала от удаленных зон пласта к стволу скважины. Таким образом, основная цель ГРП – создание протяженной дренирующей магистрали – достигается наиболее полно.

Если инициация трещины по каким-либо причинам (ошибки в определении профиля напряжений, некачественная перфорация, наличие естественных трещин или каверн вблизи ствола) происходит в интервале, где локальное главное напряжение не является минимальным для пласта, возникают многочисленные негативные эффекты, коренным образом влияющие на результат операции [4].

Геомеханическая модель краевых (восточный, западный и Демеховский) участков залежи I–III пачек Речицкого месторождения характеризуется высокой (неравномерной) анизотропией горизонтальных напряжений. При проводке скважин в пределах I пачки инициация трещины происходит в этой же пачке, где латеральные

напряжения выше на 5–15 %, чем в подстилающих пропластках II пачки. С учетом перекрытия I пачки вышележащими соленосными толщами подобная конфигурация напряжений существенно влияет на конечную геометрию трещин и создает ряд неконтролируемых проблем, основные из которых – это прорыв в нижележащие отложения IV пачки и нерациональное размещение пропантных масс в интервалах пород-коллекторов (рис. 1). При этом при проведении МГРП в таких условиях трещина ГРП стремится в зону минимальных стрессов и соответственно увеличивается по высоте. Учитывая тот факт, что вышележащие отложения являются флюидоупором в виде соленосной толщи, в котором трещина ГРП не может развиваться, рост трещины по высоте идет в основном вниз в направлении III и IV пачек. Также при смыкании трещины ГРП большая часть расклинивающего агента под силой гравитации оседает ниже ствола скважины (в зоне отложений II–IV пачек), в связи с чем проводимость трещины в целевом объекте будет значительно ниже. Для эффективного удержания расклинивающих агентов в трещине необходима пропорциональная вертикальная экспансия трещины. Это позволит минимизировать оседание и, как следствие, повысит вероятность более эффективного формирования проницаемости в целевом объекте. Иными словами, чем больше свободного места для развития трещины выше ствола скважины, тем большая масса расклинивающего агента осядет к стволу скважины под силой гравитации. Вышеописанные явления подтверждаются моделями трещин ГРП в программных продуктах FracPro и RH-GRID (рис. 2).

Данная концепция распределения напряжений в интервалах пород I–III пачек и ее влияние на развитие трещин в ходе МГРП объясняет высокую обводненность продукции, добываемой из скважин восточного, северного и Демеховского участков. Полученные результаты свидетельствуют о необходимости пересмотра существующего подхода к проведению МГРП на данном месторождении. Перспективным направлением представляется бурение скважин преимущественно во II пачке, где распределение минимального напряжения в разрезе минимально.

С целью подтверждения данной концепции выбраны скважины 492 и 487 Речицкого месторождения, бурение которых осуществлялось в пределах отложений II пачки в зоне наименьших горизонтальных напряжений.

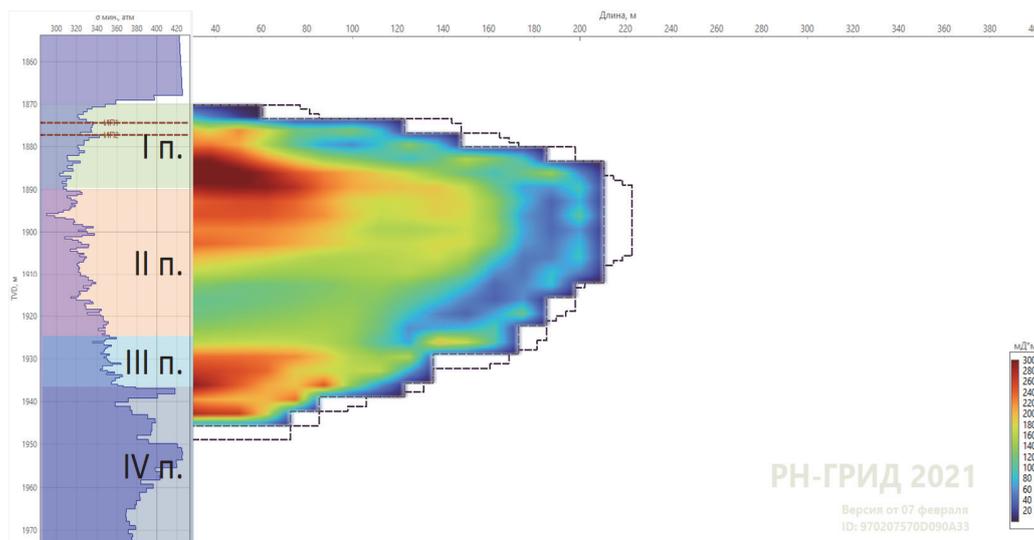


Рис. 1. Фактические результаты моделирования ГРП скважины 470 с инициацией трещины в интервале I пачки

Fig. 1. Actual results of modeling well 470 with fracture initiation in the II interval

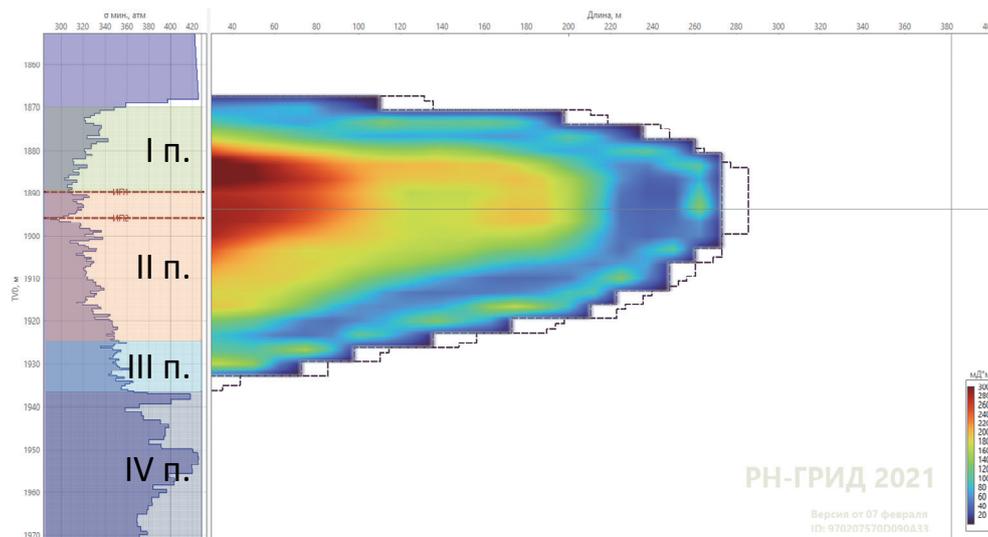


Рис. 2. Результаты моделирования ГРП скважины 470 с инициацией трещины в интервале II пачки

Fig. 2. Results of modeling well 470 with fracture initiation in the II interval

Скважина 492 пробурена в пределах II пачки согласно скорректированному проектному профилю (рис. 3). Протяженность горизонтального участка составила 2318 м, при этом по результатам геофизических исследований скважины суммарная мощность вскрытых стволом скважины коллекторов традиционного и нетрадиционного типов составляет 1658,2 м: нетрадиционные коллектора (I–II пачки) – 1656,2 м, традиционные коллектора (I пачка) – 2 м. Таким образом, доля традиционных коллекторов составила  $\sim 0,1\%$  от суммарно вскрытых целевых коллекторов и  $\sim 0,12\%$  от интервала освоения по стволу скважины, доля нетрадиционных коллекторов составила  $\sim 73\%$  от суммарной длины горизонтального участка скважины.

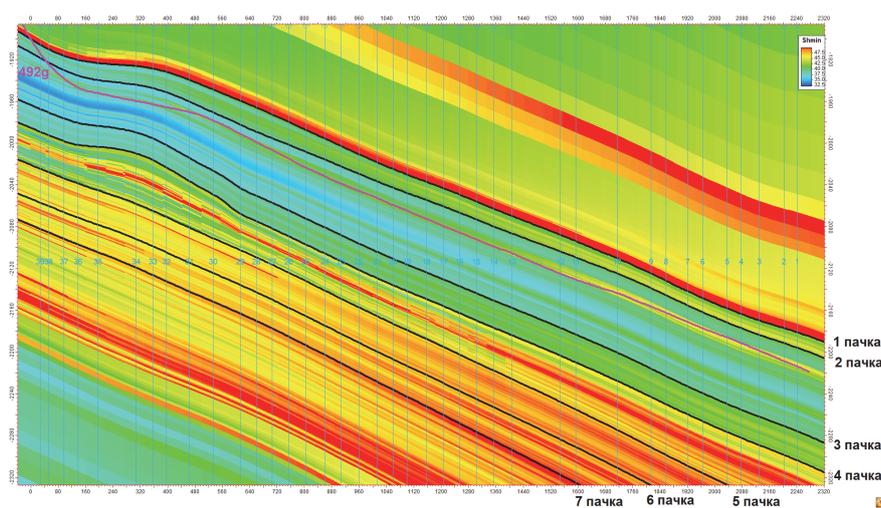


Рис. 3. Фактический профиль минимального латерального стресса, МПа через скважину 492

Fig. 3. Actual minimum lateral stress profile, MPa through well 492

Результаты геофизических исследований, полученные после бурения скважины 492, выявили существенные расхождения с прогнозной геомеханической моделью. Фактические данные демонстрировали инверсное распределение горизонтальных напряжений: в интервале II пачки значения минимального горизонтального напряжения достигали 45–46 МПа, что на 12–18 % превышало показатели в вышележащей I пачке (39–41 МПа). Подобная конфигурация противоречит предлагаемой концепции инициации трещины ГРП и увеличивает риск прорыва в водоносные отложения IV пачки.

Основные результаты МГРП скважины 492:

- выполнено 39 стадий МГРП в соответствии с планом работ;
- всего закачано в пласт 2353 т расклинивающего агента (при плане – 2370 т);
- суммарно закачано 23428 м<sup>3</sup> жидкости разрыва (при плане – 22315 м<sup>3</sup>). При этом ~ 1100 м<sup>3</sup> закачано при продавке кислотного состава в интервал перфорации для снижения потери давления на трение (ПДТ) в призабойной зоне (ПЗП) пласта и интервала перфорации (ИП).

Технологически МГРП выполнен успешно и без осложнений. После ввода в эксплуатацию в январе 2025 г. скважина вышла на режим с дебитом жидкости 105–130 м<sup>3</sup>/сут при средней обводненности продукции на уровне 90 %. К сентябрю 2025 г. наблюдалась стабилизация работы скважины с установившимся дебитом жидкости 65–80 м<sup>3</sup>/сут и снижением обводненности до 80–85 %.

На основании результатов геохимических исследований установлено, что добываемая нефть соответствует пласту I–III пачек. Данный вывод подтверждается результатами хроматографического исследования, выявившего совпадение ключевых пиков с реперной хроматограммой, а также значениями плотности нефти, характерными для указанного интервала. Вместе с тем происхождение водной фазы в добываемой продукции остается неидентифицированным в рамках проведенных исследований.

Скважина 487 также пробурена в пределах II пачки согласно скорректированному проектному профилю. Протяженность горизонтального участка составила 2160 м, при этом суммарная мощность вскрытых стволом скважины коллекторов традиционного и нетрадиционного типов составила 1610,3 м: нетрадиционные коллекторы (I–II пачки) – 1467,8 м, традиционные коллекторы (I–II пачки) – 142,5 м, при протяженности интервала освоения ~1989 м. Таким образом, доля традиционных коллекторов составила ~ 8,9 % от суммарно вскрытых целевых коллекторы и ~ 7,2 % – от интервала освоения по стволу скважины, доля нетрадиционных коллекторов составила ~ 73,8 % от суммарной длины горизонтального участка скважины.

Основные результаты МГРП скважины 487:

- выполнено 30 стадий МГРП в соответствии с планом работ;
- всего закачано в пласт 1728 т расклинивающего агента (при плане – 1730 т);
- суммарно закачано 15067 м<sup>3</sup> жидкости разрыва. При этом ~ 674 м<sup>3</sup> закачано при продавке кислотного состава в интервал перфорации для снижения ПДТ в ПЗП и ИП.

Технологически МГРП выполнен успешно и без осложнений. Анализ эксплуатации скважины 487 и соседних с ней скважин показывает (см. таблицу), что после запуска скважины с марта 2025 г. к октябрю 2025 г. скважина эксплуатируется со средней обводненностью 65,5 %, накопленная добыча нефти при этом составила 4228,5 т (рис. 5).

Параметры работы скважины 487 и соседних добывающих скважин

Performance parameters of well 487 and neighboring production wells

Скважина	484	485	486	487
Отложения	Ip	Ip	Ip	IIп
Режим работы	Постоянный	Постоянный	Постоянный	Постоянный
Способ эксплуатации	ЭЦН-80	ЭЦН-80	ЭЦН-80	ЭЦН-60
Дебит нефти, т/сут	3,69	8,26	5,61	25,1
Дебит жидкости, т/сут	23,37	37,59	24,16	72,81
Обводненность, %	84,23	78,02	76,78	65,52
Добыча нефти за месяц, т	110,6	242,9	167,8	702,9
Накопленная добыча, т	2801,8	2941,3	2966,7	4228,5

Для сравнения – ближайшие соседние скважины 484, 485 и 486, обводненность по которым составляет 76–84 %; накопленная добыча нефти по скважинам составила 2800–2970 т, причем соседние скважины были запущены в эксплуатацию ранее скважины 487.

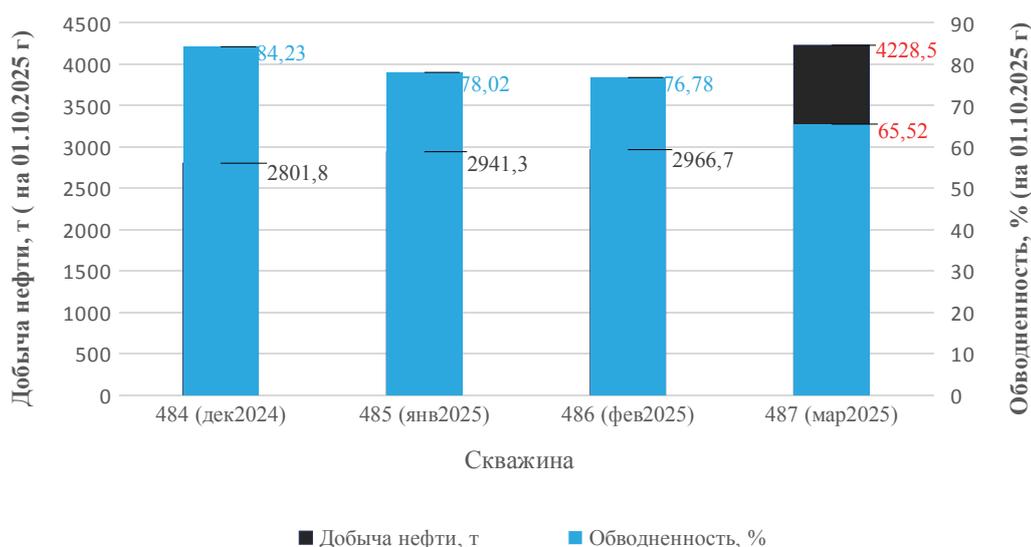


Рис. 4. Показатели эксплуатации скважины 487 и соседних скважин

Fig. 4. Performance indicators of well 487 and neighboring wells

На основании результатов геохимических исследований установлено, что добываемой продукцией скважины 487 является нефть пласта I–III пачек. Этот вывод подтверждается полным совпадением хроматограммы нефти с базовой диаграммой и плотностью нефти, характерной для данного пласта.

**Заключение.** Проведенные опытно-промышленные работы, в частности, реализованная методика бурения и последующего проведения ГРП по II пачке петриковско-елецкой залежи, позволили получить важнейшее практическое подтверждение теоретических моделей. Было эмпирически доказано, что существует реальная возможность эффективного приобщения к разработке вышележащего коллектора I пачки путем целенаправленной инициации трещины гидравлического разрыва в целевом

пласте, расположенном ниже по разрезу. Данный феномен становится возможным благодаря управляемому росту трещины в вертикальном направлении, который контролируется градиентом напряжений и контрастом механических свойств между пропластками. При корректном проектировании, когда трещина инициируется в интервале с минимальным стрессом во II пачке, ее вертикальный рост может целенаправленно распространяться в зону I пачки, создавая единую дренирующую магистраль для нескольких продуктивных слоев.

Кроме того, полученный опыт управления геометрией трещины позволяет сформулировать усовершенствованный подход к проектированию перфорационных кластеров в условиях геологической неопределенности. В частности, для минимизации рисков при нештатных ситуациях, таких как непредвиденный «вылет» ствола скважины из оптимального интервала целевого коллектора, рекомендуется применять стратегию размещения кластеров перфорации в смежных породах, не являющихся коллекторами. Тем самым мы будем выполнять функцию целенаправленного приобщения к разработке выше- или нижележащих коллекторов, которые не были вскрыты стволом скважины в процессе бурения.

Ключевым условием для успешной реализации такой стратегии является прецизионное геомеханическое моделирование. Необходимо не просто идентифицировать интервал с минимальным напряжением, но и спрогнозировать поведение трещины в условиях конкретного литолого-стратиграфического разреза, точно оценивая барьеры, сдерживающие вертикальный рост, и зоны ослабленности, которые могут ему способствовать. Только при наличии высоконадежной модели, верифицированной данными геофизических исследований и мини-ГРП, можно прогнозировать, будет ли рост трещины контролируемым и направленным в целевую I пачку, или же он станет неконтролируемым и приведет к нежелательному контакту с непродуктивными или обводненными зонами.

Подтверждена эффективность предложенного технологического решения. Результаты опытно-промысловых работ на скважине 487 позволили снизить обводненность продукции на 18 % и увеличить накопленную добычу нефти на ~ 45 % по сравнению со скважинами-соседками, пробуренными по I пачке. Низкая эффективность работ по освоению скважины 492 является следствием ошибки в прогнозе геомеханических свойств, что сделало предложенную концепцию неэффективной.

Таким образом, по результатам уже проведенных работ можно сделать вывод о том, что совместное развитие геомеханического моделирования, технологий и приемов первичного вскрытия пород-коллекторов и выполнения ГРП позволит существенно повысить эффективность выполняемых работ, оптимизировать процессы принятия решений и стратегию разработки залежей ТриЗ.

### Литература

1. Современные подходы в планировании разработки новых технологий повышения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти / П. П. Повжик, Н. А. Демьяненко, А. О. Чекан, П. В. Шамбир // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2022. – № 2 (128). – С. 57–65.
2. Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов Припятского прогиба и основные проблемы их разработки / П. П. Повжик, А. В. Халецкий, В. Г. Седач, Н. А. Демьяненко // Недропользование XXI век. – 2017. – № 6 (69). – С. 38–45.
3. Войтехин, О. Л. Технологические подходы к оптимизации темпа разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяного месторождения / О. Л. Войтехин, А. Б. Невзорова // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2023. – № 3. – С. 67–79.

4. Economides, M. J. Reservoir Stimulation / M. J. Economides, K. G. Nolte. – 3rd ed. – Chichester : John Wiley & Sons, 2000. – 856 p.
5. Mironenko, K. V. A Case Study of Highrate Multistage Hydraulic Fracturing in Petrikov Horizon of the Pripyat Trough / K. V. Mironenko, O. L. Voytekhin, V. V. Marchenko : art. // SPE Eastern Europe Subsurface Conference, 23–24 november 2021. – Kyiv, 2021. – DOI 10.2118/208516-MS

### References

1. Povzhik P. P., Dem'yanenko N. A., Chekan A. O., Shambir P. V. Modern approaches to planning the development of new technologies for enhancing oil recovery from hard-to-recover oil reserves. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = Equipment and technologies for the oil and gas complex*, 2022, no. 2 (128), pp. 57–65 (in Russian).
2. Povzhik P. P., Khaletskii A. V., Sedach V. G., Dem'yanenko N. A. Classification of hard-to-recover hydrocarbon reserves of the Pripyat Trough and the main problems of their development. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2017, no. 6 (69), pp. 38–45 (in Russian).
3. Voitekhin O. L., Nevzorova A. B. Technological approaches to optimizing the rate of development of hard-to-recover oil reserves. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2023, no. 3, pp. 67–79 (in Russian).
4. Economides M. J., Nolte K. G. *Reservoir Stimulation*. Chichester, John Wiley & Sons, 2000. 856 p.
5. Mironenko K. V., Voytekhin O. L., Marchenko V. V. A Case Study of High-rate Multistage Hydraulic Fracturing in Petrikov Horizon of the Pripyat Trough. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference, November 23–24, 2021*. Kyiv, 2021. <https://doi.org/10.2118/208516-MS>

### Информация об авторах

*Денисенко Антон Валерьевич* – ведущий инженер-технолог лаборатории гидравлического разрыва пласта. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Denisenko@beloil.by

*Серебренников Антон Валерьевич* – кандидат технических наук, главный инженер – заместитель генерального директора. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Рогачевская, 9, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Serebrennikov@beloil.by

*Гавриленко Александр Иванович* – кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории интенсификации добычи нефти. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.I.Gavrilenko@beloil.by

### Information about the authors

*Denisenko Anton Valerievich* – senior frac engineer of the hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Denisenko@beloil.by

*Serebrennikov Anton Valerievich* – candidate of technical sciences, chief engineer – deputy general director. RUE “Production Association “Belorusneft” (9, Rogachevskaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: Serebrennikov@beloil.by

*Gavrilenko Alexander Ivanovich* – candidate of technical sciences, leading researcher at the Laboratory for Intensification of oil production. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.I.Gavrilenko@beloil.by

*Поступила в редакцию 16.05.2025*

УДК 622.276.66

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ  
Plug&Perf МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА  
НА ХАРАКТЕРИСТИКИ РАБОТЫ  
ПЕРФОРАЦИОННЫХ КЛАСТЕРОВ В УСЛОВИЯХ  
НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ  
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**О. Л. ВОЙТЕХИН, А. В. СЕРЕБРЕННИКОВ, К. В. МИРОНЕНКО**

*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

**Аннотация.** Представлены результаты комплексного анализа влияния ряда технологических параметров многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), реализуемого по схеме Plug&Perf на продуктивность и равномерность работы перфорационных кластеров в условиях ультранизкопроницаемых карбонатных коллекторов Речицкого месторождения нефти. Работа основана на статистической обработке данных промыслово-геофизических исследований профиля притока, выполненных на 6 скважинах (всего – 8 исследований, включая повторные исследования на двух скважинах).

Методология включает расчет безразмерного дебита кластеров и коэффициента вариации для оценки равномерности их работы. Проанализированы влияние ряда ключевых параметров: конечной концентрации расклинивающего агента, доли фрак-песка, стратегии вторичного вскрытия, объема закачки кислотных составов, объема замыва оборудования после ГРП (объема вынужденной перепродавки), а также давления останковки закачки перед операцией основного ГРП. Выявлены доминирующие параметры, влияющие на дебит кластеров и его равномерность. На основании анализа предложена оптимальная комбинация технологических параметров, направленная на снижение высокой неоднородности работы кластеров и повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов.

**Ключевые слова:** гидравлический разрыв пласта, многостадийный, Plug&Perf, перфорационный кластер, технологические параметры, нетрадиционный коллектор, профиль притока.

**Для цитирования.** Войтехин, О. Л. Анализ влияния технологических параметров Plug&Perf многостадийного гидроразрыва пласта на характеристики работы перфорационных кластеров в условиях нетрадиционных коллекторов Республики Беларусь / О. Л. Войтехин, А. В. Серебрянников, К. В. Мироненко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 2 (3). – С. 68–82.

**ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF TECHNOLOGICAL  
PARAMETERS Plug&Perf OF MULTI-STAGE HYDRAULIC  
FRACTURING ON THE PERFORMANCE OF PERFORATION  
CLUSTERS IN NON-TRADITIONAL RESERVOIRS  
OF THE REPUBLIC OF BELARUS**

**O. L. VOITEKHIN, A. V. SEREBRENNIKOV, K. V. MIRONENKO**

*RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

**Annotation.** The results of a comprehensive analysis of the influence of a number of technological parameters of multi-stage hydraulic fracturing (MGRF) implemented under the Plug&Perf scheme on the productivity and uniformity of perforation clusters in ultra-low-permeable carbonate reservoirs of the Rechitsky oil field are presented. The work is based on statistical processing of data from field and geophysical studies of the inflow profile performed at 6 wells (a total of 8 studies, including repeated studies at two wells).

The methodology includes calculating the dimensionless flow rate of clusters and the coefficient of variation to assess the uniformity of their operation. The influence of a number of key parameters is analyzed: the final concentra-

tion of proppant, the fraction of fractum, the strategy of secondary opening, the volume of acid injection, the volume of equipment washing after hydraulic fracturing (forced resale volume), as well as the pressure of stopping injection before the main hydraulic fracturing operation. The dominant parameters affecting the flow rate of clusters and its uniformity are revealed. Based on the analysis, an optimal combination of technological parameters is proposed, aimed at reducing the high heterogeneity of cluster operations and increasing the efficiency of developing hard-to-recover reserves.

**Keywords:** hydraulic fracturing, multi-stage, Plug&Perf, perforation cluster, technological parameters, unconventional reservoir, inflow profile..

**For citation.** Voitekhn O. L., Serebrennikov A. V., Mironenko K. V. Analysis of the influence of technological parameters Plug&Perf of multi-stage hydraulic fracturing on the performance of perforation clusters in non-traditional reservoirs of the Republic of Belarus. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 68–82 (in Russian).

**Введение.** В современной мировой нефтегазовой отрасли устойчивым трендом является истощение традиционных, легкоизвлекаемых запасов углеводородов. Эта закономерность в полной мере проявляется и в Республике Беларусь, где доля трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) в общем балансе запасов неуклонно возрастает. Ключевой вызов для национальной энергетической безопасности заключается в поиске высокоэффективного и экономически рентабельного метода освоения нетрадиционных коллекторов, к которым относятся, в частности, ультранизкопроницаемые трещиноватые глинисто-карбонатные отложения I–III пачек петриковского (D3ptr) горизонта Речицкого месторождения нефти [1]. Низкие фильтрационно-емкостные свойства, а также высокая латеральная изменчивость физико-механических свойств данных пород делают невозможной их разработку традиционными методами, диктуя необходимость применения передовых технологий интенсификации притока [2, 3].

На протяжении последних лет в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» для решения этой задачи была успешно внедрена технология многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по схеме Plug&Perf (PP), которая на сегодняшний день является промышленным стандартом предприятия. С момента начала ее внедрения на целевых формациях [4, 5] в 2019 г. и по состоянию на конец 2025 г. был накоплен значительный практический опыт – проведено более 50 операций МГРП в условиях ТриЗ Речицкого нефтяного месторождения. При этом эволюция технологии носила итерационный характер: на каждом этапе выполнялась планомерная оптимизация широкого спектра технологических параметров. В их число вошли:

- количество стадий (до 39 стадий в одной операции);
- количество кластеров в стадии (до 96 перфорационных кластеров на скважину);
- расход нагнетания (до 18 м<sup>3</sup>/мин);
- максимальная концентрация расклинивающих агентов (РА) в смеси (до 800 кг/м<sup>3</sup>);
- масса расклинивающего материала на кластер (до 60 т на один перфорационный кластер);
- фракционный и компонентный состав расклинивающего материала (от 0 до 96 % кварцевого фрак-песка);
- различные стратегии вторичного вскрытия.

Несмотря на накопленный массив операционных данных, долгое время ключевым ограничением для глубокого анализа эффективности являлся дефицит прямых измерений профиля притока. Это, в свою очередь, затрудняло выявление причинно-следственных связей между параметрами обработки и конечной продуктивностью [6], оставляя процесс оптимизации в значительной степени эмпирическим [7, 8].

На текущий момент в производственный цикл работ по освоению ТриЗ на регулярной основе включены промыслово-геофизические исследования (ПГИ) по определению профиля притока. Было выполнено 8 исследований на 6 скважинах Речицкого месторождения, что позволило сформировать уникальный для белорусского региона

массив данных. Появилась возможность коррелировать конкретные технологические параметры не с общим дебитом скважины, а с двумя принципиально важными показателями эффективности на микроуровне:

- индивидуальный дебит каждого перфорационного кластера;
- равномерность профиля притока между кластерами в пределах стадии и между стадиями в пределах скважины.

Представление является целью данной работы комплексного многофакторного анализа, выполненного на основе детальных результатов ПГИ, а также массива технологических данных по исследованным скважинам. В работе систематизировано влияние ряда технологических параметров РР МГРП на продуктивность и равномерность работы кластеров. Выявлен и проанализирован ряд статистически значимых закономерностей, часть из которых оказалась неочевидной на этапе операционного планирования. Полученные результаты позволяют перейти к целенаправленной оптимизации технологии с целью снижения высокой наблюдаемой неоднородности и достижения максимальной продуктивности каждого элемента многокластерной системы в сложных геологических условиях Республики Беларусь.

**Цель работы.** На основании имеющихся статистических данных определить влияние различных технологических параметров РР МГРП на ключевые параметры работы стадий и кластеров в условиях отечественных ТриЗ. Выполнить ранжирование параметров по степени влияния на результат освоения. Наметить основные пути по дальнейшей оптимизации подходов к освоению ТриЗ.

**Материалы и методика проведения исследований.** Ретроспективный статистический анализ выполненных работ по РР МГРП, данные ПГИ скважин Речицкого месторождения в части определения долевого участия работы стадий и кластеров в совокупной добыче отдельно по каждой скважине.

**Описание работы.** При проведении анализа данных ПГИ по скважинам 488g, 494g, 495g, 496g, 499g и 813g (включая повторные ПГИ по скважинам 494g и 495g) Речицкого нефтяного месторождения метод прямого сравнения долевого участия стадий/кластеров в поскважинном отборе жидкости неприменим в силу разного количества стадий/кластеров на рассматриваемых объектах и соответственно разным фактическом «весе» одного процента для каждого объекта. Для обеспечения возможности прямого сравнения параметров работы стадий/кластеров разных скважин введена безразмерная величина отклонения от «идеального» дебита стадии/кластера, рассчитываемая путем умножения процентного показателя работы стадии/кластера на количество стадий/кластеров для каждой скважины отдельно и последующего деления полученного результата на 100. Интерпретировать полученный результат следует следующим образом: значение, равное 1, показывает, что кластер/стадия имеет теоретический «идеальный» дебит (рассчитывается как отношение совокупного дебита стадий/кластеров к количеству стадий/кластеров в конкретной скважине); отклонение в большую или меньшую сторону пропорционально указывает на превышение либо недостижение теоретического «идеального» дебита.

Для оценки равномерности работы перфорационных кластеров применен коэффициент вариации ( $CV$ ), также известный как относительное стандартное отклонение – общепринятая статистическая мера дисперсии распределения вероятностей; выражается в безразмерных единицах или процентах (1 ед. = 100 %) и определяется как отношение стандартного отклонения ( $\sigma$ ) к среднему арифметическому значению ( $\mu$ ) в рассматриваемой статистической группе. Интерпретировать влияние величины  $CV$  на равномерность работы кластеров необходимо следующим образом: значение, равное 0 ед. (0 %), соответствует идеально равномерной работе кластеров; увеличение значения  $CV$  говорит о возрастающей неравномерности их работы.

С учетом высокого показателя дисперсии параметров работы кластеров (табл. 1, рис. 1) и наличия аномально высоких единичных выбросов данных для оценки величины влияния технологических параметров на безразмерный дебит будет учитываться не среднее, а медианное значение данного показателя в рассматриваемых группах, так как медианный показатель менее чувствителен к аномально высоким выбросам значений.

Таблица 1. Среднеквадратичное отклонение дебитов кластеров по исследуемым скважинам

Table 1. Root mean square deviation of perforation cluster flow rates for the study wells

Скважина	Среднеквадратичное отклонение дебитов кластеров, %
488g Речицкая	100,25
494g Речицкая	87,84
495g Речицкая	144,5
496g Речицкая	82,16
499g Речицкая	76,23
813g Речицкая	80,76
494g* Речицкая	59,09
495g* Речицкая	144,84

Примечание. Результаты при повторном ПГИ.

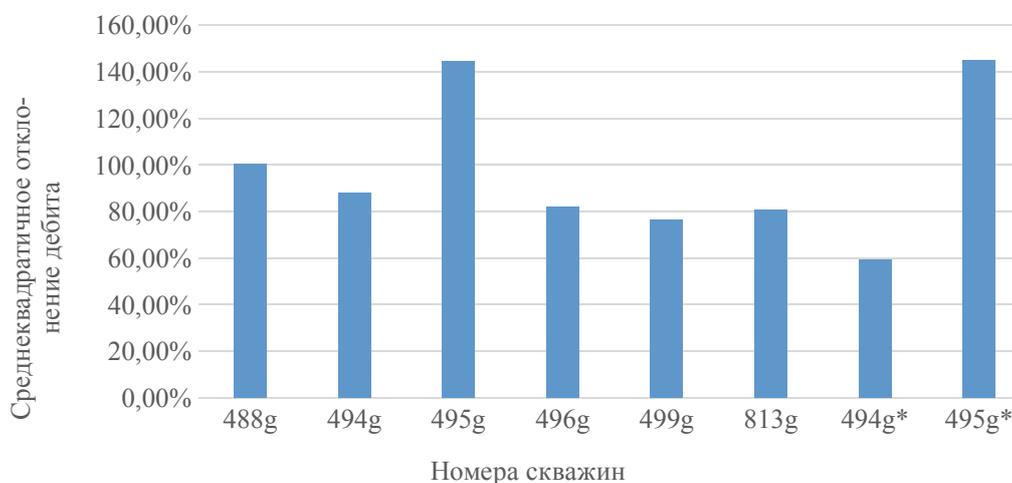


Рис. 1. Среднеквадратичное отклонение дебитов кластеров по исследуемым скважинам

Fig. 1. Standard deviation of cluster flow rates for the wells studied

В ходе исследований выполнен анализ влияния на характеристики работы кластеров следующих технологических параметров:

- конечная концентрация РА в смеси гидроразрыва;
- доля фрак-песка от общей массы РА;
- стратегия вторичного вскрытия;
- объем кислотных составов (КС) на стадию;
- объем замыва пакер-пробки и перфоратора (КНК) после стадии;
- давление остановки закачки до основного ГРП (оГРП).

Максимальная концентрация РА в смеси гидроразрыва (табл. 2): все статистические данные разбиты на 7 групп по показателю конечной концентрации РА в смеси гидроразрыва от 400 до 700 кг/м<sup>3</sup> с шагом 50 кг/м<sup>3</sup>. При анализе данных необходимо учитывать малое количество данных в группах 400 и 700 кг/м<sup>3</sup> (по 8 кластеров в каждой группе) что существенно повышает влияние случайных выбросов данных и вероятность статистической ошибки.

Таблица 2. Влияние конечной концентрации РА на параметры работы кластеров

Table 2. Effect of proppant final concentration on perforation cluster performance parameters

Конечная концентрация РА в смеси, кг/м <sup>3</sup>	CV работы кластеров в группе, ед.	Безразмерный показатель работы кластеров	
		Среднее значение	Медианное значение
400	0,939	1,46	0,92
450	0,755	0,87	0,81
500	0,857	1,09	0,97
550	0,906	0,94	0,75
600	0,946	1,21	0,97
650	0,944	0,95	0,68
700	0,865	0,31	0,18

Анализ влияния конечной концентрации РА в смеси гидроразрыва (рис. 2) на безразмерный показатель работы кластеров позволяет выделить две статистически значимые группы 500 и 600 кг/м<sup>3</sup> с повышенными добычными характеристиками. Полученный диапазон положительных экстремумов может говорить о том, что при конечной концентрации 500–600 кг/м<sup>3</sup> достигается наилучшее соотношение «жидкость/проппант» для создания оптимальных параметров геометрии и проводимости трещин гидроразрыва. При этом группы 400 и 700 кг/м<sup>3</sup> в статистическом анализе не учтены, так как имеют критически малое количество данных (по 8 кластеров в каждой группе из общего массива в 314 кластеров).

При анализе влияния конечной концентрации РА на равномерность профиля притока стоит выделить группу 450 кг/м<sup>3</sup> как наиболее равномерную (CV = 0,755 ед.), в остальном диапазоне значений данный показатель минимально варьируется в диапазоне от 0,857 до 0,946 ед., что позволяет сделать вывод о незначительном влиянии рассматриваемого технологического показателя на равномерность профиля притока.

Доля фрак-песка от общей массы РА (табл. 3): все статистические данные разбиты на три группы – 0–40 %, 70 % и 85–95 %.

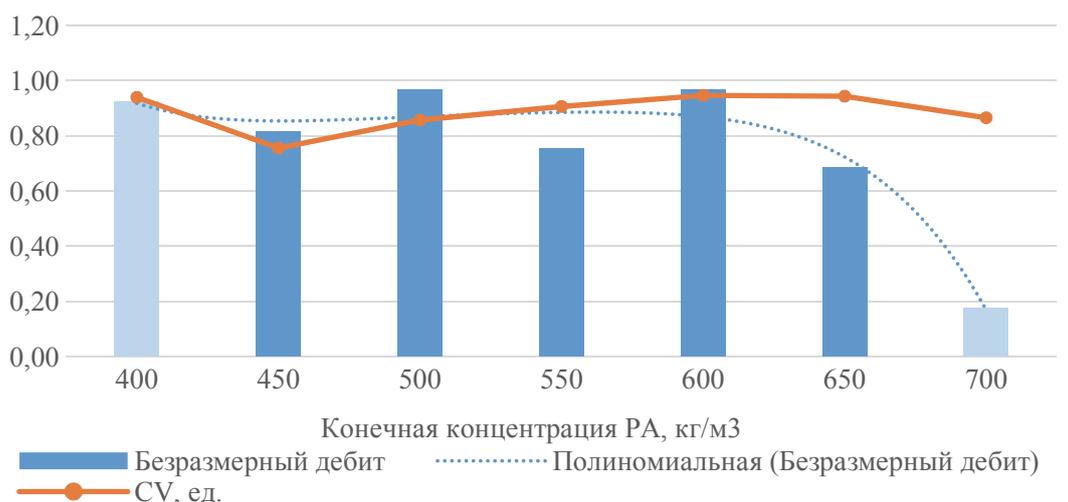


Рис. 2. Влияние конечной концентрации ПА на безразмерный дебит и CV перфорационных кластеров

Fig. 2. Effect of final proppant concentration on dimensionless flow rate and CV of perforation clusters

Таблица 3. Влияние доли фрак-песка от общей массы ПА на параметры работы кластеров

Table 3. Effect of the frac sand share of the total proppant mass on perforation cluster performance parameters

Доля фрак-песка от общей массы ПА, %	CV работы кластеров в группе, ед.	Безразмерный показатель работы кластеров	
		Среднее значение	Медианное значение
0–40	1,305	1,14	0,82
70	0,871	1,07	0,84
85–95	0,971	0,97	0,69

В части влияния доли фрак-песка от общей массы ПА на добычные характеристики перфорационных кластеров прослеживается следующая зависимость (рис. 3): в диапазоне значений от 0 до 70 % наблюдается стабильное поведение добычных характеристик, в то время как при увеличении до 85–95 % наблюдается снижение данного показателя. Что касается влияния доли песка на равномерность работы перфорационных кластеров, наилучший показатель приурочен к группе с долей фрак-песка 70 %. Таким образом, на основании имеющихся статистических данных по совокупности эксплуатационных характеристик оптимальной долей фрак-песка от общей массы ПА в условиях ТриЗ Речицкого нефтяного месторождения является значение 70 %.

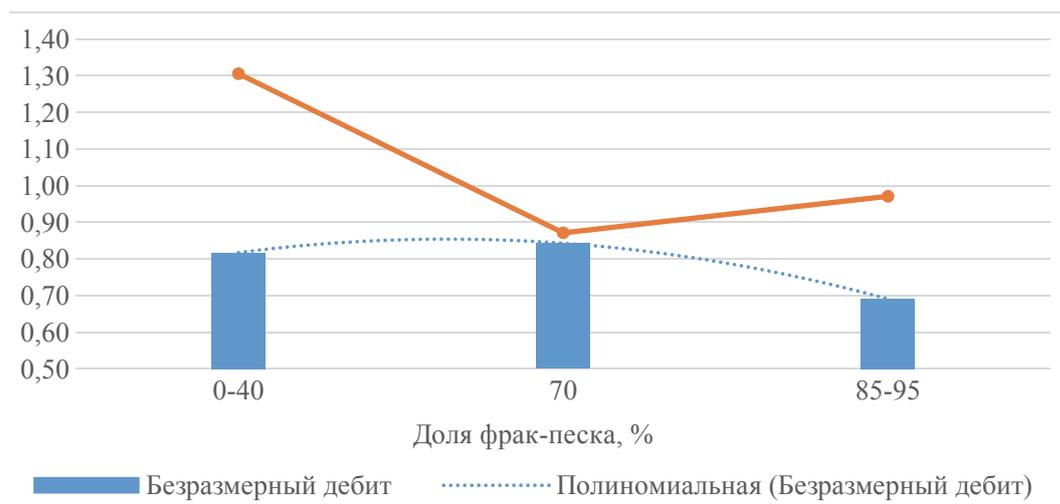


Рис. 3. Влияние доли фрак-песка на безразмерный дебит и CV перфорационных кластеров

Fig. 3. Effect of the frac sand share on the dimensionless flow rate and CV of perforation clusters

Стратегия вторичного вскрытия (табл. 4): для анализа влияния данного технологического фактора на параметры работы перфорационных кластеров выделено 5 групп – три группы с равномерной перфорацией (6/6, 10/10 и 20/20 отв./п. м) и две группы с неравномерной перфорацией (10/6 и 20/10 отв./п. м).

Таблица 4. Влияние стратегии вторичного вскрытия на параметры работы кластеров

Table 4. Effect of perforation strategy on perforation cluster performance parameters

Формула вторичного вскрытия, отв./п. м	CV работы кластеров в группе, ед.	Безразмерный показатель работы кластеров	
		Среднее значение	Медианное значение
20/20	1,097	1,09	0,74
20/10	0,932	1,03	0,83
10/10	0,902	1,15	0,85
10/6	0,545	1,08	1,04
6/6	0,665	0,79	0,65

Стратегия вторичного вскрытия оказывает выраженное влияние как на равномерность работы перфорационных кластеров, так и на показатель безразмерного дебита (рис. 4).

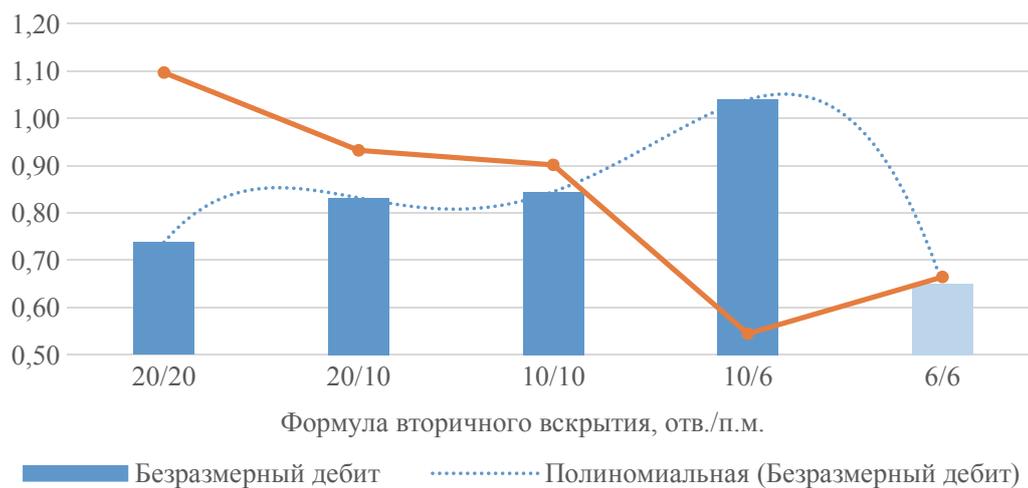


Рис. 4. Влияние стратегии вторичного вскрытия на безразмерный дебит и CV перфорационных кластеров

Fig. 4. The influence of perforation strategy on the dimensionless flow rate and CV of perforation clusters

Группа кластеров с базовой стратегией вторичного вскрытия (20/20 отв./п. м) демонстрирует наименьшую равномерность работы кластеров ( $CV = 1,097$  ед.) при невысоком безразмерном дебите (медианное значение в группе – 0,74). Группы кластеров со стратегией вторичного вскрытия 20/10 и 10/10 отв./п. м демонстрируют сопоставимые параметры как в части равномерности добычных характеристик ( $CV = 0,902–0,932$  ед., улучшение относительно базовой стратегии на ~ 20 %), так и в части их величины (медианное значение безразмерного дебита 0,83–0,85, улучшение относительно базовой стратегии на ~ 15 %). Наилучший показатель достигнут в группе кластеров со стратегией вторичного вскрытия 10/6 отв./п. м – получен показатель равномерности добычных характеристик кластеров в группе  $CV = 0,545$  ед. (двукратное улучшение относительно базовой стратегии вторичного вскрытия) при абсолютном значении безразмерного дебита 1,04 (улучшение относительно базовой стратегии вторичного вскрытия на 40 %). Ввиду малого количества данных (10 кластеров в группе из 314 кластеров) группа с формулой вторичного вскрытия 6/6 отв./п. м в общей статистике не учитывалась, та как влияние случайных выбросов данных в условиях их малого количества существенно повышает вероятность статистической ошибки.

Объем КС на стадию (табл. 5): для анализа влияния данного технологического фактора на параметры работы перфорационных кластеров выделено 3 сопоставимые по количеству данных группы – 0–3, 5–6 и 8–14 м<sup>3</sup> КС на стадию.

Объем закачанного КС на стадию оказывает умеренное влияние как на равномерность работы перфорационных кластеров, так и на показатель безразмерного дебита (рис. 5). На представленном графике необходимо выделить группу с объемом 5–6 м<sup>3</sup> КС на стадию как одну из наиболее однородных в части долевого участия кластеров в совокупном отборе флюида ( $CV = 0,886$  ед.), так и наилучшую по медианному значению данного показателя (1,14).

Таблица 5. Влияние объема закачанного КС на параметры работы кластеров

Table 5. Effect of injected acid volume on perforation cluster performance parameters

Объем КС на стадию, м <sup>3</sup> /ст.	CV работы кластеров в группе, ед.	Безразмерный показатель работы кластеров	
		Среднее значение	Медианное значение
0–3	0,859	0,90	0,78
5–6	0,886	1,14	0,93
8–14	1,046	1,04	0,77

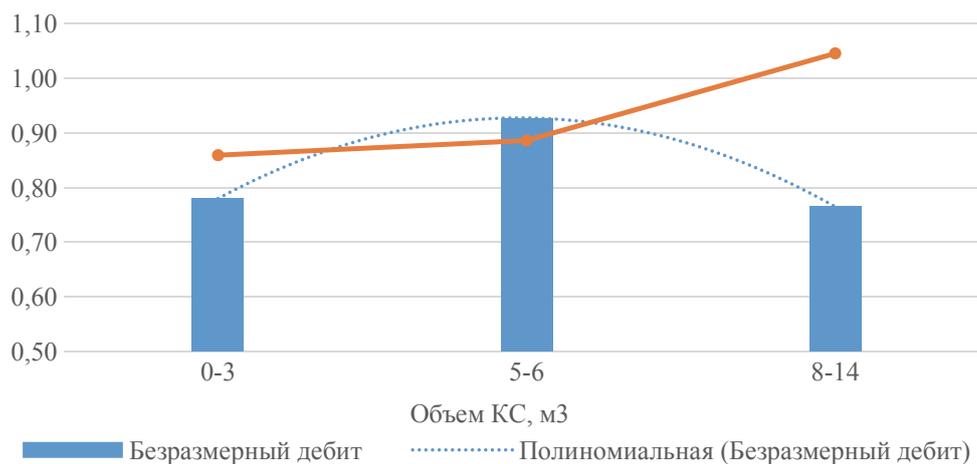


Рис. 5. Влияние объема КС на безразмерный дебит и CV перфорационных кластеров

Fig. 5. Effect of acid volume on dimensionless flow rate and CV of perforation clusters

Таким образом, выделенная группа 5–6 м<sup>3</sup>/ст. обладает оптимумом рассматриваемых добычных характеристик. Снижение объема КС до 0–3 м<sup>3</sup>/ст. приводит к уменьшению безразмерного дебита перфорационных кластеров (на 19 %) при сохранении равномерности их работы, а увеличение объема КС до 8–14 м<sup>3</sup>/ст. ухудшает оба показателя сразу (наблюдается снижение безразмерного дебита на 21 %, равномерности работы кластеров – на 15 %).

Объем замыва КНК после стадии (табл. 6): для анализа влияния данного технологического фактора на параметры работы перфорационных кластеров выделено 4 сопоставимые по количеству данных группы – 0–49, 50–99, 100–150 и более 150 м<sup>3</sup> жидкости на стадию (рис. 6).

Таблица 6. Влияние объема замыва КНК на параметры работы кластеров

Table 6. Effect of ВНА displacement volume on perforation cluster performance parameters

Объем замыва КНК, м <sup>3</sup>	CV работы кластеров в группе, ед.	Безразмерный показатель работы кластеров	
		Среднее значение	Медианное значение
0–49	0,570	0,93	0,85
50–99	0,808	1,09	0,86
100–150	1,208	1,09	0,73
Более 150	1,006	1,03	0,72

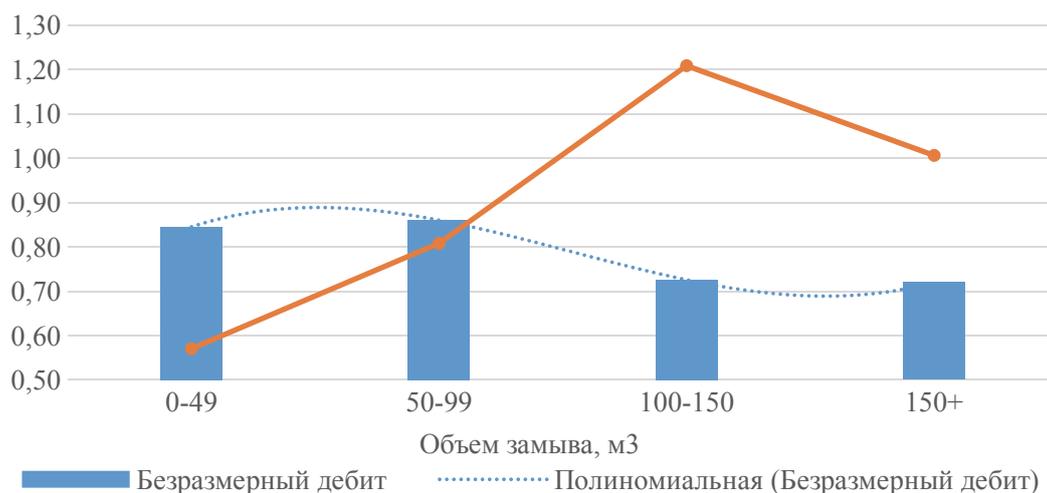


Рис. 6. Влияние объема замыва КНК на безразмерный дебит и CV перфорационных кластеров

Fig. 6. The influence of the downhole tool flush volume on the dimensionless flow rate and CV of perforation clusters

Аналогично стратегии вторичного вскрытия данный технологический параметр оказывает решающее значение на равномерность работы кластеров. Так, при минимальном объеме замыва (группа 0–49 м<sup>3</sup>) наблюдается наилучший показатель равномерности работы кластеров ( $CV = 0,57$  ед.). Увеличение объема замыва до 50–100 м<sup>3</sup> снижает равномерность работы на 42% ( $CV = 0,808$  ед.), последующее увеличение объема замыва приводит к более чем двукратному ухудшению показателя равномерности работы перфорационных кластеров ( $CV = 1,208$  ед.). При этом увеличению объема замыва КНК сопутствует также снижение показателя безразмерной добычи, однако данное снижение менее выражено: в группах кластеров 0–49 и 50–99 м<sup>3</sup> данный показатель практически не меняется и составляет 0,85–0,86, увеличение объема замыва до 100 м<sup>3</sup> и более (две группы) приводит к снижению безразмерной добычи с 0,85 до 0,72–0,73 (снижение на ~14 %).

Давление остановки закачки до основного ГРП (табл. 7): данный параметр хоть и не является строго технологическим, должен позволить оценить степень влияния упругопрочностных характеристик целевой формации в точке вскрытия на добычные характеристики кластеров, что может помочь в определении перспективных направлений по оптимизации подходов к освоению отечественных ТрИЗ. Для анализа взяты значения давления остановки, предшествующие проведению операции основного ГРП, чтобы исключить влияние техногенного фактора на абсолютные значения давления остановки. Ввиду минимального различия вертикальных глубин поправочный коэффициент, учитывающий разницу гидростатического давления, не вводился. По данному признаку все кластера разбиты на группы от 220 до 280 атм с шагом 10 атм, всего 7 групп (рис. 7). Ввиду малого количества данных (4 кластера в группе из 314 кластеров) группа со значением давления остановки 280 атм в общей статистике не учитывалась, так как влияние случайных выбросов данных в условиях их малого количества существенно повышает вероятность статистической ошибки.

Таблица 7. Влияние давления остановки закачки на параметры работы кластеров

Table 7. Effect on instantaneous shut-in pressure on perforation cluster performance parameters

Давление остановки, атм	CV работы кластеров в группе, ед.	Безразмерный показатель работы кластеров	
		Среднее значение	Медианное значение
220	0,935	1,02	0,92
230	0,979	1,10	0,80
240	1,007	0,99	0,82
250	0,886	0,77	0,77
260	0,762	1,17	0,86
270	0,789	1,24	1,18
280	1,116	1,87	1,68

Согласно приведенным данным, наблюдается следующее влияние давления остановки на абсолютные значения безразмерного дебита кластеров: в группе кластеров с минимальным значением давления остановки наблюдается умеренно повышенный безразмерный дебит кластера (медианное значение в группе – 0,92), далее в диапазоне значений 230–250 атм наблюдается затухание данного показателя до 0,77 (снижение на 16 %), далее по мере последующего увеличения давления остановки до 260 атм и более происходит изменение тренда поведения безразмерного дебита с падения на рост. Максимальный прирост безразмерного дебита наблюдается в статистически достоверной группе 270 атм, где данный показатель достигает значения 1,18 (прирост относительно начальной точки составляет 28 %).

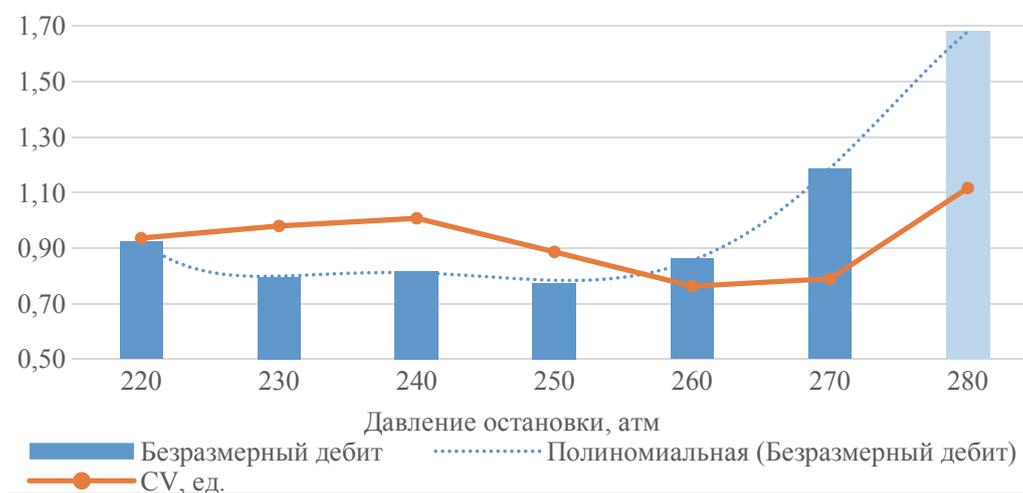


Рис. 7. Влияние давления остановки на безразмерный дебит и CV перфорационных кластеров

Fig. 7. Effect of instantaneous shut-in pressure (ISIP) on the dimensionless flow rate and CV of perforation clusters

Равномерность работы перфорационных кластеров при этом показывает иную картину: оставаясь относительно стабильным в группах 220–240 атм ( $CV = 0,935–1,007$  ед.), по мере увеличения давления остановки происходит снижение ( $CV = 0,886$  ед. при

давлении 250 атм) и выполаживание ( $CV = 0,762-0,789$  ед. при давлении 260–270 атм) данного показателя.

Выявленные закономерности указывают на то, что упругопрочностные свойства целевой формации коррелируются как с абсолютными значениями дебитов перфорационных кластеров, так и с равномерностью их работы. Это может быть связано со сложным строением разреза (наличие большого количества барьерных пропластков), присутствием ниже по разрезу нецелевых флюидонасыщенных формаций IV пачки D3ptg горизонта, прорыв в которые и может привести к получению аномально высоких дебитов, а также предположением о негативном влиянии повышенных стрессов в точке инициации трещины гидроразрыва на величину риска прорыва в нецелевые флюидонасыщенные пропластки.

После анализа рассмотренных технологических параметров целесообразно провести их ранжирование по степени влияния как на показатель величины безразмерного дебита кластера, так и на равномерность дебита в целом. Ранжирование проведено путем расчета среднеквадратичного отклонения ( $\sigma$ ) обоих показателей работы в зависимости от каждого технологического параметра в отдельности (табл. 8): величина  $\sigma$  показывает потенциальную степень влияния каждого технологического параметра на оба показателя работы кластеров, и чем выше  $\sigma$ , тем выше влияние технологического параметра.

Таблица 8. Ранжирование технологических параметров по степени влияния на параметры работы кластеров

Table 8. Ranking of technological parameters by the degree of their influence on perforation cluster performance parameters

Технологический параметр	Среднеквадратичное отклонение, %	
	Безразмерный дебит	Равномерность работы
Конечная концентрация РА в смеси	11	7
Доля фрак-песка от общей массы РА	7	19
Стратегия вторичного вскрытия	13	20
Объем КС на стадию	7	8
Объем замыва КНК после стадии	7	23
Давление остановки до основного ГРП	14	9

Согласно данным приведенной таблицы, по величине степени влияния на абсолютные значения дебита кластеров следует выделить три доминирующих фактора: конечная концентрация РА в смеси гидроразрыва, стратегия вторичного вскрытия и давление остановки перед основным ГРП. По степени влияния на равномерность работы кластеров также выделяются три доминирующие группы: доля фрак-песка от общей массы РА, стратегия вторичного вскрытия и объем замыва КНК после стадии. Остальные технологические параметры также влияют на показатели работы кластеров, однако их влияние менее выражено.

Основываясь на результатах выполненного анализа, оптимальным сочетанием будет являться следующая комбинация технологических параметров (табл. 9).

Таблица 9. Оптимальная комбинация технологических параметров

Table 9. Optimal combination of technological parameters

Технологический параметр	Оптимальное значение
Конечная концентрация РА в смеси	500–600 кг/м <sup>3</sup>
Доля фрак-песка от общей массы РА	0–70 %
Стратегия вторичного вскрытия	10/6 отв./п. м
Объем КС на стадию	5–6 м <sup>3</sup> /ст.
Объем замыва КНК после стадии	Не более 50 м <sup>3</sup>
Давление остановки до основного ГРП	220 атм

Ввиду того, что большая часть ПГИ выполнена через малый временной промежуток работы скважин, отсутствуют данные о влиянии рассмотренных технологических параметров на показатели работы кластеров в долгосрочной перспективе. Кроме того, по мере проведения работ по освоению новых скважины и выполнению в них ПГИ происходит непрерывный процесс накопления новых статистических данных, анализ которых может уточнить полученные на текущий момент закономерности. Таким образом, работы по сбору, обработке и анализу данных будут продолжаться и далее, а сделанные в настоящей статье выводы в перспективе могут быть скорректированы.

**Заключение.** В ходе проведенного анализа выявлен ключевой осложняющий фактор – высокая неоднородность работы перфорационных кластеров внутри стадий. Это явление приводит, с одной стороны, к субоптимальному дренированию ТриЗ, когда существенная часть горизонтального ствола не вносит вклада в совокупный дебит, с другой стороны, высокая дисперсия статистических данных может негативно сказаться на достоверности выявленных закономерностей. Таким образом, для повышения эффективности мероприятий по освоению отечественных ТриЗ необходим ряд взаимосвязанных поступательных шагов, включающий: поиск путей повышения равномерности стимулирующего воздействия методом РР МГРП, уточнение ключевых технологических параметров РР МГРП, влияющих на эффективность ГТМ, оптимизацию подходов к МГРП на основании уточненных закономерностей.

Наиболее актуальной задачей на сегодняшний день становится отработка и усовершенствование технологических параметров, напрямую влияющих на равномерность работы перфорационных кластеров. Одним из наиболее перспективных направлений в данном вопросе является дальнейшее изучение и опробование стратегии вторичного вскрытия для перехода от положительной динамики к созданию высокоэффективного, воспроизводимого и рентабельного метода выравнивания профиля притока в послеоперационный период. Решение данной задачи позволит обеспечить фундамент для дальнейших поступательных шагов по оптимизации технологии освоения и выйти на новый уровень эффективности разработки сложнейшей ресурсной базы ТриЗ Республики Беларусь.

### Литература

1. Кудряшов, А. А. Комплексное изучение нетрадиционных коллекторов на примере отложений I–III пачки Речицкого месторождения / А. А. Кудряшов, П. П. Повжик // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 26–29 окт. 2020 г. – SPE-201820-RU.
2. Эффективность заканчивания горизонтальных скважин в весьма неоднородных низкопроницаемых пластах с применением МГРП и пути увеличения эффективности работ /

- Н. А. Демяненко, А. В. Серебренников, П. П. Повжик [и др.] // Недропользование XXI век. – 2017. – № 1 (64). – С. 76–85.
3. Развитие технологий ГРП в карбонатных пластах месторождений Беларуси / А. В. Серебренников, А. В. Драбкин, К. В. Мироненко, Д. В. Сальников // Нефтяник Полесья. – 2017. – № 2 (32). – С. 72–77.
  4. Первый опыт освоения нетрадиционных коллекторов с МГРП в Республике Беларусь / К. В. Мироненко, А. В. Драбкин, М. И. Шакуля, А. В. Серебренников // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. / Белорус. науч.-исслед. и проектн. ин-т нефти. – Минск, 2022. – Вып. 10. – С. 23–35.
  5. Мироненко, К. В. Опыт проведения высокорасходного многостадийного гидроразрыва пласта на петриковском горизонте Припятского прогиба / К. В. Мироненко, О. Л. Войтехин, В. В. Марченко // Восточноевропейская конференция SPE, Киев, 23–24 нояб. 2021 г. – SPE-208516.
  6. Войтехин, О. Л. Технологические подходы к оптимизации темпа разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяного месторождения / О. Л. Войтехин, А. Б. Невзорова // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2023. – № 3. – С. 67–79.
  7. Синельников, И. А. Анализ возможных способов повышения эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях / И. А. Синельников // Международный научно-исследовательский журнал. – 2021. – № 7 (109). – С. 102–106.
  8. Окаме Нгонди, Л. Ж. Исследование влияния количества трещин и других операционных параметров на показатели разработки месторождения при проведении гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах / Л. Ж. Окаме Нгонди, В. П. Телков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2025. – № 8 (404). – С. 35–42.
  9. Жаркова, К. В. Поиск оптимальной массы проппанта при проведении многостадийных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах / К. В. Жаркова, Н. В. Пупков // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 8. – С. 87–92.

## References

1. Kudryashov A. A., Povzhik P. P. Comprehensive Study of Unconventional Reservoirs in the Rechitskoye Field's Package I–III. *Rossiiskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya SPE, 26–29 oktyabrya 2020* [SPE Russian Petroleum technology conference, october 26–29 2020]. SPE-201820-RU (in Russian).
2. Demyanenko N. A., Serebrennikov A. V., Povzhik P. P., Tretyakov D. L., Galai M. I., Khaletsky A. V., Sedach V. G., Pinchuk E. A. Efficiency of horizontal well completion in highly heterogeneous low-permeability formations using multi-stage hydraulic fracturing and ways to increase the efficiency of operations. *Nedropol'zovanie XXI vek = Subsoil Use XXI Century*, 2017, no. 1 (64), pp. 76–85 (in Russian).
3. Serebrennikov A. V., Drabkin A. V., Mironenko K. V., Sal'nikov D. V. Development of hydraulic fracturing technologies in carbonate formations of Belarusian fields. *Neftyanik Poles'ya*, 2017, no. 2 (32), pp. 72–77 (in Russian).
4. Mironenko K. V., Drabkin A. V., Shakulya M. I., Serebrennikov A. V. First experience of developing unconventional reservoirs with multi-stage hydraulic fracturing in the Republic of Belarus. *Poiski i osvoenie neftyanykh resursov Respubliki Belarus'*: sb. nauch. trudov [Search and development of oil resources of the Republic of Belarus: Collection of scientific papers]. Minsk, BelNIPIneft'In, 2022, iss. 10, pp. 23–35 (in Russian).
5. Mironenko K. V., Voitekhnin O. L., Marchenko V. V. Experience of high-flow multi-stage hydraulic fracturing at the Petrykivka horizon of the Pripyat Trough *Vostochnoevropayskaya konferentsiya SPE, 23–24 noyabrya 2021* [SPE Eastern European Conference, november 23–24, 2021]. Kyiv, 2021, SPE-208516 (in Russian).

6. Voitekhn O. L., Nevzorova A. B. Technological approaches to optimizing the rate of development of hard-to-recover oil field reserves. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2023, no. 3, pp. 67–79 (in Russian).
7. Sinel'nikov I. A. Analysis of possible ways to improve the efficiency of multi-stage hydraulic fracturing in oil fields. *Mezhdunarodnyi nauchno-issledovatel'skii zhurnal = International Research Journal*, 2021, no. 7 (109), pp. 102–106 (in Russian).
8. Okame Ngondi L. Zh., Telkov V. P. A study of the influence of the number of fractures and other operational parameters on the performance of a field during hydraulic fracturing in horizontal wells. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2025, no. 8 (404), pp. 35–42 (in Russian).
9. Zharkova K. V., Pupkov N. V. Search for the optimal proppant mass during multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells. *Ekspozitsiya Neft' Gaz = Oil Gas Expo*, 2022, no. 8, pp. 87–92 (in Russian).

#### Информация об авторах

*Войтехин Олег Леонидович* – ведущий инженер-технолог лаборатории гидравлического разрыва пласта. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: O.Voitehin@beloil.by

*Серебренников Антон Валерьевич* – кандидат технических наук, главный инженер – заместитель генерального директора. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Рогачевская, 9, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Serebrennikov@beloil.by

*Мироненко Кирилл Викторович* – заведующий лабораторией гидроразрыва пласта. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Рогачевская, 9, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: K.Mironenko@beloil.by

#### Information about the authors

*Voitekhn Oleg Leonidovich* – leading process engineer of the Laboratory of hydraulic fracturing. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: O.Voitehin@beloil.by

*Serebrennikov Anton Valerievich* – candidate of technical sciences, chief engineer – deputy general director. RUE “Production Association “Belorusneft” (9, Rogachevskaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: Serebrennikov@beloil.by

*Mironenko Kirill Viktorovich* – head of the hydraulic fracturing laboratory. RUE “Production Association “Belorusneft” (9, Rogachevskaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: K.Mironenko@beloil.by

*Поступила в редакцию 19.09.2025*

УДК 622.276

## ВЛИЯНИЕ УПЛОТНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРА НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ И ЦЕМЕНТНОЙ КРЕПИ

А. М. ЖУКОВСКИЙ, П. П. ПОВЖИК

*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

**Аннотация.** Посвящена определению величины уплотнения коллектора и оценке влияния этого параметра на напряженно-деформированное состояние системы «горная порода – цементная крепь – эксплуатационная колонна». При разработке месторождений в ходе снижения пластового давления меняется напряженно-деформированное состояние горных пород. Это приводит к сжатию пор и уплотнению коллектора. Величина уплотнения напрямую зависит от механических свойств горных пород, которые определяются по результатам керновых лабораторных испытаний. Все больше в производственные процессы нефтегазовой отрасли внедряются современные методы компьютерного моделирования, основанные на применении различных численных методов. Это направлено на оптимизацию работы оборудования и минимизацию рисков, связанных с производственными процессами. Рассмотрено применение метода конечных элементов для определения напряженно-деформированного состояния системы «горная порода – цементная крепь – эксплуатационная колонна». Результаты расчета уплотнения коллекторов изученных объектов показали, что изученные объекты не подвергаются критическим нагрузкам в области цементной крепи и обладают достаточным запасом прочности, однако в условиях значительной депрессии возможно превышение критических значений напряжений с нарушением целостности системы «горная порода – цементная крепь – эксплуатационная колонна».

**Ключевые слова:** уплотнение коллектора, керновые испытания, сжимаемость, цементный камень, метод конечных элементов.

**Для цитирования.** Жуковский, А. М. Влияние уплотнения коллектора на напряженно-деформированное состояние эксплуатационной колонны и цементной крепи // Нефтегазовый инжиниринг / А. М. Жуковский, П. П. Повжик. – 2025. – № 2 (3). – С. 83–90.

## EFFECT OF COLLECTOR COMPACTION ON THE STRESS-STRAIN STATE OF THE PRODUCTION STRING AND CEMENT SUPPORT

A. M. ZHUKOVSKY, P. P. POVZHİK

*RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

**Annotation.** The article is devoted to determining the reservoir compaction value and evaluating the effect of this parameter on the stress-strain state of the rock – cement support – production column system. During the development of deposits, the stress-strain state of rocks changes during the reduction of reservoir pressure. This leads to compression of the pores and compaction of the collector. The amount of compaction directly depends on the mechanical properties of rocks, which are determined by the results of core laboratory tests. More and more modern methods of computer modeling based on the application of various numerical methods are being introduced into the production processes of the oil and gas industry. This is aimed at optimizing the operation of equipment and minimizing the risks associated with production processes. The application of the finite element method for determining the stress-strain state of the “rock – cement support – production column” system is considered. The results of calculating the reservoir compaction of the studied objects showed that the studied objects are not subjected to critical loads in the area of cement support and have a sufficient margin of safety, however, in conditions of significant depression, critical stress values can be exceeded with a violation of the integrity of the “rock – cement support – production column” system.

**Keywords:** reservoir compaction, core testing, compressibility, cement stone, finite element method.

**For citation.** Zhukovsky A. M., Povzhik P. P. Influence of collector compaction on the stress-strain state of the production string and cement support. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 83–90 (in Russian).

**Введение.** Разработка месторождений сопровождается снижением пластового давления, что влечет за собой изменение напряженно-деформированного состояния пород и, как следствие, уплотнение коллектора. На месторождениях США, Венесуэлы и Северного моря зафиксированы случаи аномальных просадок земной поверхности (более 1 м), вызванных данным процессом, которые приводят к значительному экономическому и экологическому ущербу [1]. При снижении пластового давления возрастает нагрузка на цементную крепь, что может привести к разрушению хрупкого цементного камня и, как следствие, возникновению заколонных перетоков. Проблема заколонных перетоков сохраняет свою актуальность, несмотря на многочисленные исследования и разработки, направленные на создание долговечной и герметичной цементной крепи [2, 3].

Величина уплотнения напрямую зависит от механических свойств горных пород, которые определяются по результатам керновых лабораторных испытаний. Для расчета величины уплотнения использовались результаты лабораторных испытаний керна по определению сжимаемости методом эффективного напряжения и методом истощения.

Все больше в производственные процессы нефтегазовой отрасли внедряются современные методы компьютерного моделирования, основанные на применении различных численных методов. Это направлено на оптимизацию работы оборудования и минимизацию рисков, связанных с производственными процессами. В данной работе рассмотрено применение метода конечных элементов для определения напряженно-деформированного состояния системы «горная порода – цементная крепь – эксплуатационная колонна».

Актуальность работы заключается в научном обосновании и практическом решении вопросов оптимизации разработки месторождений и подборе тампонажных материалов для цементирования скважин.

**Целью работы.** Определение напряженно-деформированного состояния сопряженных элементов системы «горная порода – цементная крепь – эксплуатационная колонна» в условиях усадки продуктивного интервала с учетом выявленных значений сжимаемости коллекторов на основании построения компьютерных моделей.

**Материалы и методика проведения исследований.** Лабораторные испытания керна, численное моделирование физических процессов.

**Описание работы.** Оценка степени уплотнения коллектора является одной из задач, которые решает геомеханическое моделирование. Отмечается актуальность мониторинга процесса уплотнения коллектора в непосредственной близости от обсадной трубы для выявления влияния воронки депрессии. Факторами неблагоприятного воздействия на конструкцию скважины являются знакопеременные нагрузки на цементную крепь, заполняющую пространство между стенкой пробуренной скважины и наружной поверхностью обсадной трубы. В случае организации периодической работы нагнетательных скважин пластовое давление в области воронки депрессии может изменяться по знакопеременной зависимости, что, в свою очередь, обеспечит работу цементной крепи в условиях, сходных с усталостным нагружением. Механизм взаимодействия различных по жесткости материалов – стали, цемента и горной породы – будет определяться градиентом деформаций и напряжений в окрестности стенки трубы. Размах напряжений и деформаций в этом случае будет определять степень вероятности повреждения цементной крепи. Очевидно, что оценка напряженно-деформированного состояния в окрестности обсадной трубы с учетом деформации

коллектора, вызванной его уплотнением, позволит проанализировать вероятность повреждения цементной крепи.

Для определения величины уплотнения коллектора использовались результаты проведения лабораторных исследований по оценке сжимаемости горных пород. Расчет величины уплотнения коллектора выполнялся по формуле [4]:

$$\Delta H = C_m H_{yes} (P_i - P_{final}), \quad (1)$$

где  $H_{yes}$  – эффективная вертикальная высота коллектора, м;  $P_i$  – начальное пластовое давление, МПа;  $P_{final}$  – конечное пластовое давление (после истощения), МПа;

$C_m$  – коэффициент одноосного уплотнения;  $C_m = \frac{1}{3} \left[ \frac{(1+\nu)}{(1-\nu)} \right] (1-\beta) C_b$ ;  $C_b$  – общая сжимаемость, 1/МПа;  $\nu$  – коэффициент Пуассона;  $\beta$  – соотношение сжимаемости материнской породы (зерен) и общей сжимаемости породы  $\left( \frac{C_g}{C_b} \right)$ .

Величина общей сжимаемости, сжимаемости зерна и коэффициент Пуассона определялись в ходе лабораторных экспериментов на сжимаемость образцов керна горной породы [5]. Испытания проводились на установке псевдотрехосного сжатия RTR-1000, воспроизводящей пластовые условия залегания (температура, всестороннее и поровое давление). Исследования на сжимаемость проводились по схеме, включающей методы эффективного напряжения и истощения, с интегрированными стадиями нагружения для определения упругих характеристик (рис. 1).

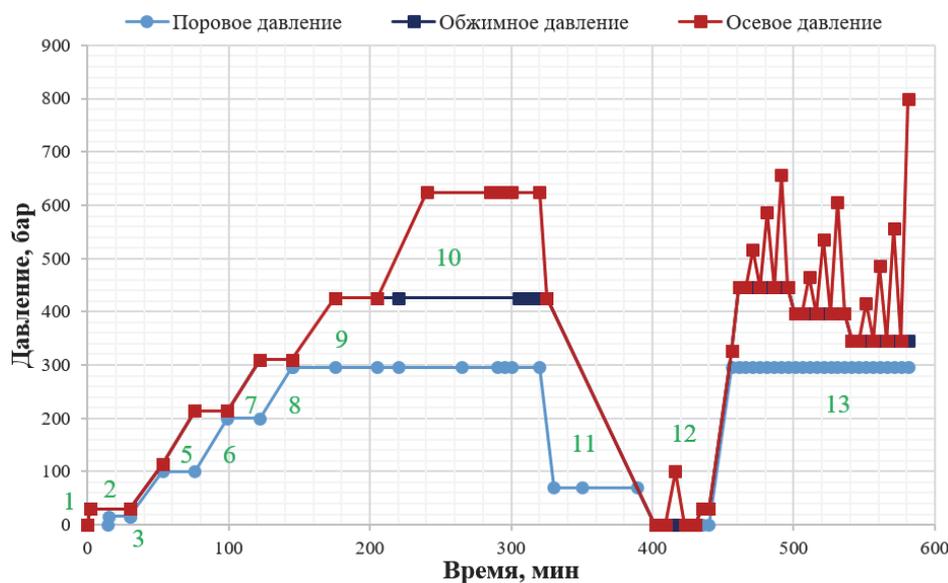


Рис. 1. Схема проведения испытаний по определению сжимаемости и упругих характеристик образцов керна горной породы

Fig. 1. Test scheme for determining compressibility and elastic properties of rock core samples

В результате проведения испытаний, а также используя фактические параметры скважин, по формуле (1) была получена величина уплотнения коллектора для скважин (см. таблицу).

Таблица 1. Характеристики моделей коллекторов

Table 1. Reservoir model characteristics

Наименование объекта	Скважина	Пласт	Мощность, м	Модуль Юнга, ГПа	Коэффициент Пуассона	Уплотнение коллектора, м
Бескопыльновское	3	D3sr	13	56,2	0,34	0,00317
Речицкое	414	D3lb(brh)	5,5	40,0	0,41	0,00148
Речицкое	342	D3lb(brh)	3,8	48,9	0,33	0,00583
Мармовичское	160q	D3el	13	38,0	0,27	0,00707
Мармовичское	160q	D3zd	13	39,0	0,22	0,0158
Речицкое	601	D3vr	13,5	51,6	0,25	0,0025
Речицкое	601	D2vtb + pr	3,9	31,6	0,21	0,00685
Речицкое	601	PR2	6,0	22,5	0,21	0,0043
Ю-Сосновское	140n2	D3el	15,6	38,0	0,27	0,0315

Численный расчет напряжений вблизи скважины проводился с использованием программного комплекса конечно-элементного моделирования ANSYS. Разработанная конечно-элементная модель включает участок породы-коллектора, цементный камень, обсадную колонну (рис. 2).

Модель коллектора имеет форму цилиндра с осесимметричным расположением скважины. Высота и диаметр цилиндра принимались равными мощности коллектора. Влияние пластового давления на внешнюю поверхность цементной крепи считали уравновешенным со стороны столба жидкости во внутреннем пространстве трубы. Собственный вес трубы не учитывали.

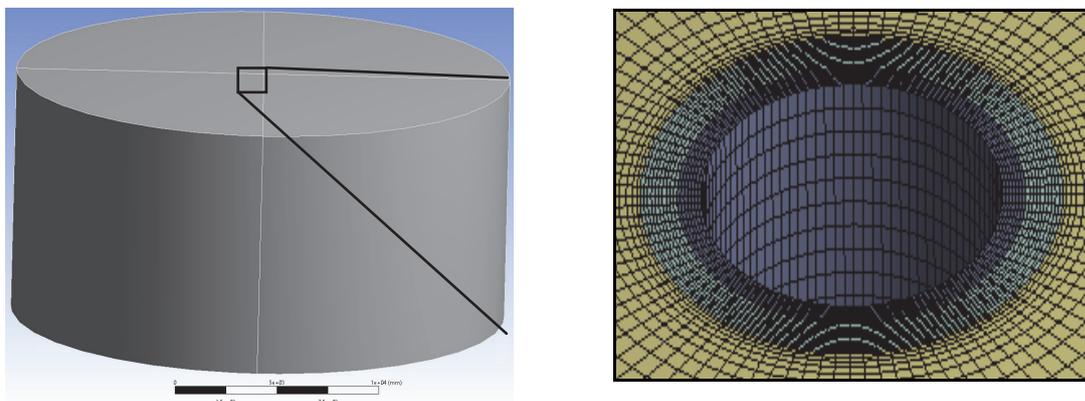


Рис. 2. Расчетная модель в ПО ANSYS

Fig. 2. Simulation model in ANSYS

Упругие характеристики тампонажного цемента принимали следующими: модуль Юнга – 4,4 ГПа, коэффициент Пуассона – 0,226. Аналогичные характеристики для материала эксплуатационной колонны: модуль Юнга – 200 ГПа, коэффициент Пуассона – 0,3. Размеры колонны – внешний диаметр 140 мм, толщина стенки – 10,5 мм.

При задании граничного условия в виде вертикальных напряжений на верхнюю границу конечно-элементной схемы при выборе модели со сплошными контактами за счет различных значений упругих характеристик обсадной колонны, цементного камня и горных пород возникают концентраторы напряжений на контактах указанных материалов. Для исключения данного эффекта в большинстве случаев исследователи в своих моделях задают на верхней границе условие в виде перемещений, закрепленных по нормали к поверхности. Такой подход возможен, когда рассматривается скважина с крепью, но без перфорационных каналов [6]. В данной работе не учитывались перфорационные каналы, поэтому для горной породы прикладывалось перемещение, закрепленное по нормали к поверхности, равное величине уплотнения коллектора.

На границе «горная порода – цемент» выбрана модель со сплошным контактом, учитывая адгезию цементного камня и горной породы [7]. На границе «колонна – цемент» использовались контактные элементы и создан эффект проскальзывания материалов, при котором концентрации напряжений будут отсутствовать, а радиальные напряжения от породы к цементному камню и колонне, а также в обратном направлении будут передаваться естественным образом.

В связи с вышеизложенным в расчетной модели задавались следующие граничные условия:

- 1) на нижней границе закреплялись вертикальные перемещения;
- 2) на внешней боковой поверхности закреплялись перемещения по нормали к данным границам;
- 3) на верхней границе для колонны и цементного камня закреплялись перемещения по вертикали (имитация закрепленной скважины), для породы прикладывалось перемещение, закрепленное по нормали к поверхности, равное величине уплотнения коллектора.

Для описания свойств материала цементного камня была выбрана математическая модель, ориентированная на описание упругохрупкого поведения бетона, Вильяма и Варнке, используемая совместно с конечным элементом SOLID65 [8]. SOLID65 – восьмиузловой конечный элемент, специально предназначенный для моделирования бетона и железобетона, способного к растрескиванию при растяжении и дроблению при сжатии.

Результаты моделирования напряженно-деформированного состояния с учетом описанных условий приведены на рис. 3. Расчет проведен на примере горной породы D3e1 горизонта скважины № 160q Мармовичского месторождения.

Как видно из рис. 3, использование упругой модели для описания поведения системы «горная порода – цементная крепь – эксплуатационная колонна» сопровождается перераспределением деформаций в теле горной породы. Основные изменения происходят в окрестности крышки коллектора, к которой приложено перемещение, соответствующее изменению толщины коллектора на величину его уплотнения.

Для скважины 140n2 Ю-Сосновская рассмотрен случай, при котором происходит снижение пластового давления от начального до давления насыщения. В этом случае величина уплотнения коллектора составит 31,5 мм. Зенитный угол наклона скважины в рассматриваемом интервале составляет  $51,2^\circ$ , мощность коллектора – 15,6 м.

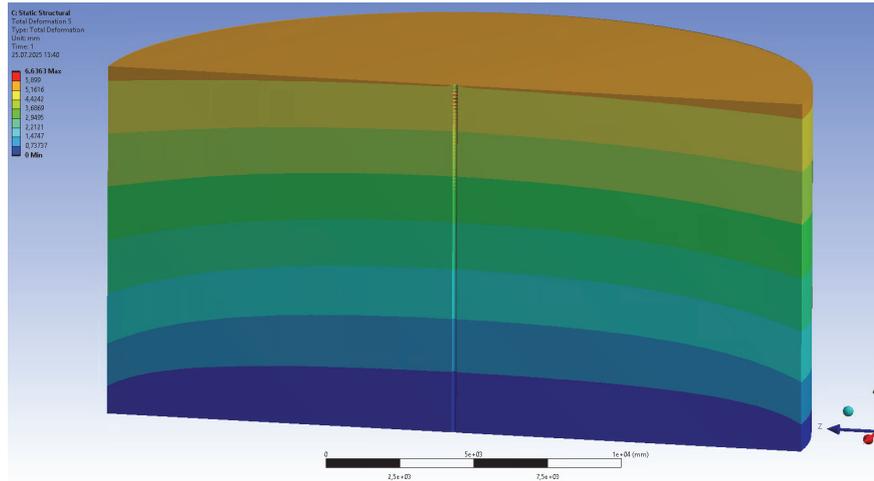


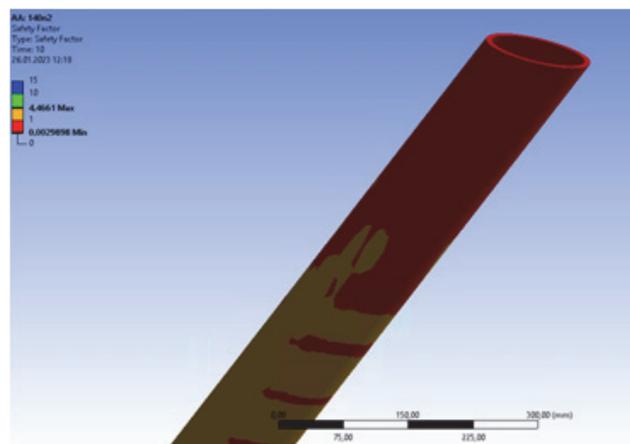
Рис. 3. Распределение суммарных деформаций в окрестности эксплуатационной колонны скважины № 160q Мармовичская

Fig. 3. Total Strain Distribution around the wellbore casing of Well N 160q Marmovychskaya

В качестве критерия разрушения цементной крепи принимался предел прочности тампонажного цемента на сжатие – 40 МПа, предел прочности на растяжение – 4,2 МПа. Выполнен анализ распределения напряжений в объеме цементной крепи. Области, в которых величина напряжений превышала предел прочности, окрашены в темно-красный цвет, спрогнозировано очаговое разрушение цементной крепи. Результаты анализа показали, что значительная часть объема цементной крепи подвергается воздействию нагрузок, превышающих прочностной критерий (рис. 4).



a)



b)

Рис. 4. Участок вероятного разрушения цементной крепи скважины № 140n2 Ю-Сосновская: а – вид в плане; б – вид сбоку

Fig. 4. Section of probable failure in the well cement of Well N 140n2 Yu-Sosnovskaya  
a – plan view; b – side view

Результаты расчета уплотнения коллекторов показали, что изученные объекты не подвергаются критическим нагрузкам в области цементной крепи: запас прочности для цементного камня составил 1,5–2 ед. Для скважины 140n2 Ю-Сосновская при снижении пластового давления от начального до давления насыщения наблюдается очаговое разрушение цементной крепи. Таким образом, по скважине 140n2 Ю-Сосновская для сохранения целостности цементного камня и предотвращения заколонных перетоков рекомендуется не снижать давление до давления насыщения.

**Заключение.** В результате выполненной работы были получены величины уплотнения коллектора для рассмотренных объектов. С применением численной конечно-элементной модели с учетом полученных значений уплотнения коллектора проведен анализ напряженного-деформированного состояния обсадной колонны, цементного камня и участка горной породы вблизи скважины.

Результаты расчета уплотнения коллекторов изученных объектов показали, что изученные объекты не подвергаются критическим нагрузкам в области цементной крепи и обладают достаточным запасом прочности. Отмеченный результат объясняется малой мощностью коллекторов. На примере скважины 140n2 Ю-Сосновская показано, что в условиях значительной депрессии возможно превышение критических значений напряжений с нарушением целостности системы «пласт – цементная крепь – эксплуатационная колонна».

Данные результаты можно использовать для подбора оптимальной рецептуры цементного раствора, параметры которого должны соответствовать ожидаемым нагрузкам при уплотнении коллектора.

В дальнейшем планируется оценить влияние изменения упругих и прочностных параметров цементного камня на величину возникающих напряжений, учесть эксцентричное расположение обсадной колонны и геометрию перфорационных каналов.

### Литература

1. Кузьмин, Ю. О. Парадоксы аномальных оседаний на длительно разрабатываемых месторождениях нефти и газа / Ю. С. Кузьмин // Геофизические процессы и биосфера. – 2025. – Т. 24, № 2. – С. 30–41. – DOI/10.21455/GPB2025.2-3
2. Анализ устойчивости крепи нефтедобывающих скважин при проведении кумулятивной перфорации на основе результатов геомеханического моделирования / С. Е. Чернышов, С. Н. Попов, А. Д. Савич, В. В. Дерендяев // Георесурсы. – 2023. – № 25 (2). – С. 245–253. – DOI 10.18599/grs.2023.2.18
3. Оценка сохранности крепи скважин после проведения кумулятивной перфорации с учетом критерия разрушения цементного камня / С. Е. Чернышов, С. Г. Ашихмин, Ю. А. Кашников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – С. 50–53. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-6-50-53
4. МакФи, К. Лабораторные исследования керн: гид по лучшим практикам / К. МакФи, Дж. Рид, И. Зубизаррета. – М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2018. – 924 с.
5. Жуковский, А. М. Определение сжимаемости горных пород по результатам испытаний на предел прочности при трехосном сжатии / А. М. Жуковский, П. П. Повжик // Инженер-нефтяник. – 2025. – № 2. – С. 53–58.
6. Анализ изменения напряженно-деформированного состояния и проницаемости терригенного коллектора на основе численной модели околоскважинной зоны с элементами крепи и перфорационными каналами / С. Е. Чернышов, С. Н. Попов, К. Ван [и др.]. – Георесурсы. – 2024. – № 26 (4). – С. 209–217. – DOI 10.18599/grs.2024.4.6
7. Effect of Rock Physical and Mechanical Properties on Adhesion Strength at the Rock-Cement Paste Interface / B. Pires, V. N. Lima, R. Q. Velloso [et al.] // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, Oct. 2025. – DOI 10.2118/228104-MS

8. Willam, K. J. Constitutive Model for the Triaxial Behavior of Concrete / K. J. Willam, E. D. Warnke // Proceedings, International Association for Bridge and Structural Engineering. – Bergamo : ISMES, 1975. – Vol. 19. – P. 174.

### References

1. Kuz'min Ju. O. Paradoksy anomal'nyh osedaniy na dlitel'no razrabatyvaemyh mestorozhdenijah nefti i gaza. Geofizicheskie processy i biosfera = *Geophysical Processes and Biosphere*, 2025, vol. 24, no. 2, pp. 30–41 (in Russian). <https://doi.org/10.21455/GPB2025.2-3>
2. Chernyshov S. E., Popov S. N., Savich A. D., Derendyaev B. B. Analiz ustojchivosti krepki neftedobyvajushhih skvazhin pri provedenii kumuljativnoj perforacii na osnove rezul'tatov geomechanicheskogo modelirovaniya. *Georesursy = Georesources*, 2023, no. 25 (2), pp. 245–253 (in Russian). <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.18>
3. Chernyshov S. E., Ashihmin S. G., Kashnikov Ju. A., Savich A. D., Mosin A. V., Chuhlov A. S. Evaluation of the well lining integrity after cumulative perforation taking into account the cement stone destruction criterion. *Neftjanoe hozjajstvo*, 2021, no. 6, pp. 50–53 (in Russian). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-6-50-53>
4. MakFi K., Rid Dzh., Zubizarreta I. *Laboratory core analysis: a guide to best practices*. Moscow, Izhevsk, Inctitut komp'yuternykh issledovaniy, 2018. 924 p. (in Russian).
5. Zhukovskii A. M., Povzhik P. P. Determination of the compressibility of rocks based on the results of tests for ultimate strength under triaxial compression. *Inzhener-neftyanik*, 2025, no. 2, pp. 53–58 (in Russian).
6. Chernyshov S. E., Popov S. N., Van K., Derendjaev V. V., Jan Ja., Huacze L. Analysis of changes in the stress-strain state and permeability of a terrigenous reservoir based on a numerical model of the borehole zone with support elements and perforation channels, *Georesursy = Georesources*, 2024, no. 26 (4), pp. 209–217 (in Russian). <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.6>
7. Pires B., Lima V. N., Velloso R. Q., Silva F. A. Effect of Rock Physical and Mechanical Properties on Adhesion Strength at the Rock-Cement Paste Interface. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, october 2025. <https://doi.org/10.2118/228104-MS>
8. Willam K. J., Warnke E. D. Constitutive Model for the Triaxial Behavior of Concrete. Proceedings, International Association for Bridge and Structural Engineering. Vol. 19. Bergamo, ISMES Publ., 1975. P. 174.

### Информация об авторах

*Жуковский Андрей Михайлович* – ведущий инженер службы геомеханического моделирования. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: a.zhukovskij@beloil.by

*Повжик Петр Петрович* – доктор технических наук, доцент, заместитель генерального директора. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Рогачевская, 9, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: povzhik@beloil.by

### Information about the authors

*Zhukouski Andrey Mikhailovich* – lead engineer of the geomechanical modeling department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Zhukovskij@beloil.by

*Povzhik Petr Petrovich* – doctor of technical sciences, associate professor, deputy general director. RUE “Production Association “Belorusneft” (9, Rogachevskaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: povzhik@beloil.by

*Поступила в редакцию 30.10.2025*

УДК 622.276.6/.234.573

## ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ЕЛЕЦКО-ЗАДОНСКОЙ ЗАЛЕЖИ (II БЛОК) МАРМОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Я. А. МАЙЛАТ

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти  
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

**Аннотация.** Проанализированы возможности применения гидравлического разрыва пласта и других геолого-технических мероприятий, проводимых с целью интенсификации притока на скважинах. По причине низких фильтрационно-емкостных свойств и большой неоднородности по простиранию и расчлененности по вертикали показана необходимость использования проведения мероприятий по интенсификации притока на рассматриваемом объекте.

В настоящее время на II блоке елецко-задонской залежи Мармовичского месторождения геолого-техническими мероприятиями по интенсификации притока охвачено более 80 % работавших на залежи скважинах. Мероприятия, проводимые на скважинах, требуют учета при построении и адаптации гидродинамических моделей для более точной настройки изменения продуктивности скважин. По причине смыкания трещин коэффициент продуктивности скважин в течение времени снижается, что учитывается при моделировании вводом дополнительного декремента затухания. Также по результатам настройки модели возможно диагностировать причины проблем в работе скважин, что было показано на примере прорыва подошвенной воды после проведения гидравлического разрыва пласта.

**Ключевые слова:** месторождение нефти, геолого-технические мероприятия, гидравлический разрыв пласта, гидродинамическая модель, эффективность выполнения работ.

**Для цитирования.** Майлат, Я. А. Особенности учета гидравлического разрыва пласта при гидродинамическом моделировании елецко-задонской залежи (II блок) Мармовичского месторождения нефти / Я. А. Майлат // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 2 (3). – С. 91–105.

## FEATURES OF ACCOUNTING FOR HYDRAULIC FRACTURING IN HYDRODYNAMIC MODELING OF THE YELETSKO-ZADONSKAYA DEPOSIT (II BLOCK) OF THE MARMOVICHI OIL FIELD

YA. A. MAILAT

*The Belarusion Scientific Research and Design Institute of Oil  
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

**Annotation.** The possibilities of applying hydraulic fracturing and other geological and technical measures carried out to intensify the inflow of wells are analyzed. Due to the low filtration-capacity properties and large inhomogeneity along the strike and vertical dissection, it is shown that it is necessary to use measures to intensify the inflow at the object under consideration.

Currently, at block II of the yeletsko-zadonskaya deposit of the Marmovichi field, geological and technical measures to intensify the inflow cover more than 80 % of the wells operating in the deposit. Activities carried out on wells need to be taken into account when constructing and adapting hydrodynamic models to more accurately adjust changes in well productivity. Due to the closing of cracks, the well productivity coefficient decreases over time, which is taken into account when modeling by entering an additional attenuation decrement. Also, based on the results of setting up the model, it is possible to diagnose the causes of problems in the operation of wells, which was shown by the example of a plantar water breakthrough after hydraulic fracturing.

**Keywords:** oil field, geological and technical measures, hydraulic fracturing, hydrodynamic model, performance efficiency.

**For citation.** Mailat Ya. A. Features of accounting for hydraulic fracturing in hydrodynamic modeling of the yeletsko-zidonskaya deposit (II block) of the Marmovichi oil field. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 91–105 (in Russian).

**Введение.** На нефтяных месторождениях Припятского прогиба основная доля добычи нефти (около 70 %) приходится на месторождения, находящиеся на III–IV стадиях разработки. Основные перспективные залежи находятся в категории трудно-извлекаемых запасов (ТРИЗ), в которых использование традиционных технологий по воздействию на пласт не всегда приводит к ожидаемому результату. В настоящее время к геолого-геомеханическим условиям Припятского прогиба адаптировано большое количество технологий интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов, направленных как для воздействия на околоствольные зоны скважин, так и на весь пласт в целом [1].

Межсолевые (el-zd) и подсолевые карбонатные (vt-sr) резервуары Припятского прогиба характеризуются значительной вертикальной неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), подтвержденных данными результатов промыслово-геофизических исследований (ПГИ) на притоке, поэтому применение классических методов по интенсификации притока на таких объектах практически не дает положительного эффекта. При увеличении количества соляно-кислотной обработки (СКО) на одной и той же скважине успешность работ резко снижается до 30–40 %, начиная с третьей-четвертой обработок. Исходя из геолого-технологических критериев применимости технологий, влияющих на конечную эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ) [2], наибольшую эффективность при отработке трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) имеет адресное воздействие на призабойные зоны скважин по принципу «одна скважина – одна технология». Самым распространенным методом интенсификации работы нефтяных и газовых скважин является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

При выборе скважины для проведения ГРП, в первую очередь, необходимо руководствоваться ФЕС пласта, а также состоянием призабойной зоны скважины. При анализе геолого-физических свойств объекта дополнительно необходимо учитывать неоднородность пласта по простирацию и расчлененность по толщине, возможность приобщения к разработке зон и пропластков, не дренируемых скважиной [3]. В пластах с высокой проницаемостью целесообразность ГРП возникает только в случае необходимости очистки призабойной зоны скважины при отсутствии эффективности иных методов. При этом ГРП не рекомендуется проводить в нефтяных скважинах, находящихся вблизи контура нефтеносности, или в пластах с неконтактной подошвенной водой, в добывающих скважинах, расположенных вблизи нагнетательных (при расстоянии менее двух полудлин трещины ГРП между скважинами), в пластах малой толщины или скважинах, расположенных в зонах малой локализации остаточных извлекаемых запасов [4].

В последние несколько лет ГРП стал основным методом интенсификации притока на месторождениях Республики Беларусь. Согласно [5], основной проблемой при проектировании технологии и дизайна ГРП для скважин месторождений нефти Припятского прогиба является высокое отличие упруго-механических и ФЕС пород-коллекторов в пределах одной залежи. Высокая изменчивость пород-коллекторов

приводит к получению разных параметров формирования трещины даже на двух соседних скважинах, что технически делает невозможным масштабирование технологических схем и получаемых параметров трещин по результатам построения дизайнов ГРП на соседние скважины или объекты. По причине слабой прогнозной способности вынужденный точечный подход отличает выполнение ГРП на Припятском прогибе по сравнению с месторождениями Российской Федерации.

В настоящее время на Припятском прогибе используется большое количество технологий и технологических решений при проектировании ГРП (ball&drop, plug&perf, кислотно-проппантный гидроразрыв пласта (КПГРП) с загеленными составами, ГРП с утяжеленными жидкостями разрыва, слепой ГРП с дивертированием потока жидкости, zipper frac, domino frac, высокорасходный многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) на основе гелеобразователей ПАА). На основе выполняемых исследований в процессе и после проведения работ и определения эксплуатационных параметров скважин после интенсификации необходимо анализировать экономическую состоятельность внедряемых решений, оптимизировать используемые технологические подходы.

Результат применения любой технологии, направленной на добычу углеводородов, зависит от большого количества геолого-физических и технологических факторов. Чем сложнее процесс или технология добычи нефти, тем большее количество параметров и свойств должно учитываться при оценке его эффективности. Для решения задач прогнозирования работы скважин после проведения ГРП необходима объективная оценка их эффективности.

**Цель работы.** Основной целью работы является повышение прогнозной способности гидродинамической модели путем систематизации и совершенствования существующих методик учета ГТМ, проведенных на скважинах рассматриваемого объекта.

**Объекты и методы исследований.** В качестве объекта исследования выступает елецко-задонская залежь (II блок) Мармовичского нефтяного месторождения, предмета исследования – скважины рассматриваемого объекта, на которых проводились мероприятия по интенсификации притока.

В качестве методов исследований использовались мониторинг и анализ эффективности ГТМ, проводимых на скважинах; математическое моделирование физических процессов, проходящих в призабойной зоне пласта; сбор статистических данных для построения корреляций для условий Припятского прогиба. Для построения и настройки гидродинамических моделей использовалось ПО RFD tNavigator.

**Результаты.** Для анализа эффективности проведения ГРП оцениваются прогнозные показатели работы скважин (прирост входного дебита нефти и жидкости скважины, прирост накопленной добычи нефти за 3 и 15 лет, изменение коэффициента продуктивности скважины, падение дебита скважины после года работы) [6]. Для расчета прогнозных показателей работы скважины могут использовать следующие методы: математическое прогнозирование и компьютерное моделирование (прогнозные расчеты работы скважин на гидродинамических моделях или в прикладных программных продуктах). Ранее в БелНИПИнефть предпринимались попытки создания математической модели определения входного дебита скважины после проведения операции [7]. Однако в этом случае появляется проблема переноса полученных в результате расчета данных на полноразмерную модель пласта.

Одним из самых доступных и простых вариантов оценки работы скважины после проведения ГРП является расчет эффективности проведения ГРП на текущей гидродинамической модели. В используемых симуляторах Eclipse 100 и RFD tNavigator существуют различные способы задания трещин ГРП в гидродинамических моделях. На примере моделирования ГРП различными методами в скважинах Барсуковского месторождения при сравнении входных показателей работы скважин после проведения ГРП с фактическими значениями был получен высокий процент сходимости, отклонение по целевым показателям без корректировки исходных параметров дизайна не превысило 25 % [8].

Однако при выборе метода учета проведения ГРП при построении полноразмерной гидродинамической модели необходимо руководствоваться не только возможностью детального переноса параметров дизайна ГРП в модель или наибольшей схожимостью результатов расчета по предполагаемой методике с фактическими параметрами, но и итоговым временем расчета модели в исторический период разработки. Анализ проводимых расчетов [9] показал, что при использовании детальных методов переноса геометрии и технологических параметров полученных трещин ГРП при использовании локального измельчения сетки (LGR) увеличивается время итогового расчета модели до 10 раз, что практически делает невозможным использование данных методов только при расчетах прогнозных ГТМ на секторных моделях. Поэтому на рассматриваемом объекте для учета проведенных ГТМ был выбран упрощенный метод задания трещин ГРП, в котором логика определения трещин в модели ГРП реализуется путем создания боковых виртуальных перфораций от скважины, в которых проводимость соединений пересчитывается исходя из суммы проводимости матрицы и трещины с учетом параметров, заданных согласно дизайну ГРП [8]. После определения всех ГТМ итоговое время расчета гидродинамической модели на исторический период разработки составило 6 мин.

Елецко-задонская залежь (II блок) Мармовичского месторождения характеризуется слабыми ФЕС (средняя проницаемость по исследованиям керна составляет 1,08 мД, по исследованиям ГДИ – 3,4 мД). При этом западный участок елецкой залежи (зона скважин 11–74) характеризуется лучшими ФЕС по сравнению с восточным, что подтверждается результатами керновых исследований (наличие в керне вкрапленных трещин раскрытостью 1–2 мм и каверн диаметром до 20–30 мм) и картами расположения литолого-фациальных полей: наиболее производительные скважины попадают в ядерную фацию, представленную органогенными доломитами, низкопродуктивные скважины – в склоновую фацию, представленную глинистыми доломитами, известняками и ангидритами [10].

Анализ сопоставления фактических показателей работы скважин показал, что скважины с лучшими показателями работы находятся в зонах с меньшей глинистостью согласно данным сейсмики и РИГИС. На основе фактических данных о продуктивности добывающих скважин была сформирована зависимость множителя изменения проницаемости от коэффициента глинистости. Итоговое распределение проницаемости в модели после корректировки представлено на рис. 1. Среднее значение проницаемости в чисто нефтяной зоне (ЧНЗ) после адаптации составило 2,75 мД.

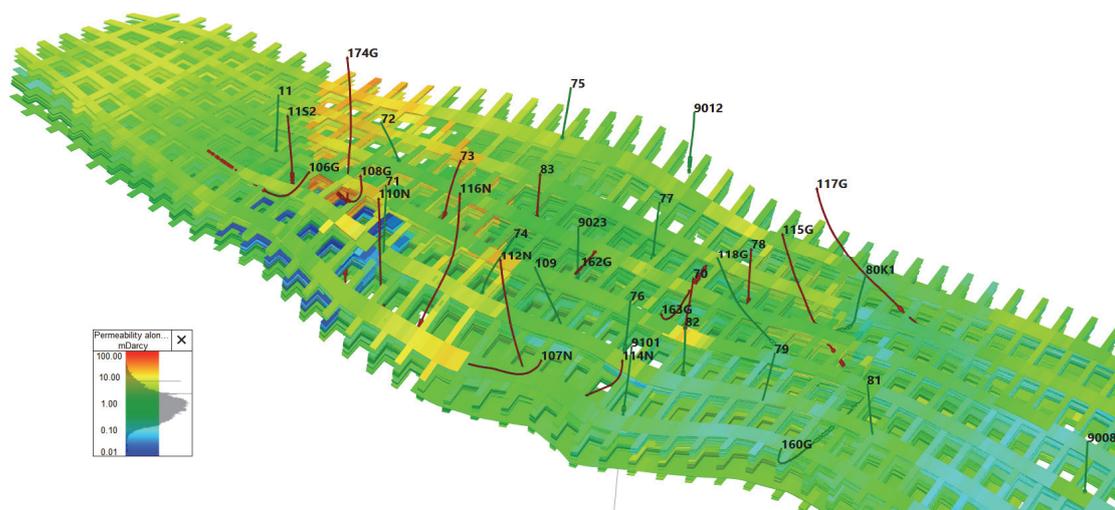
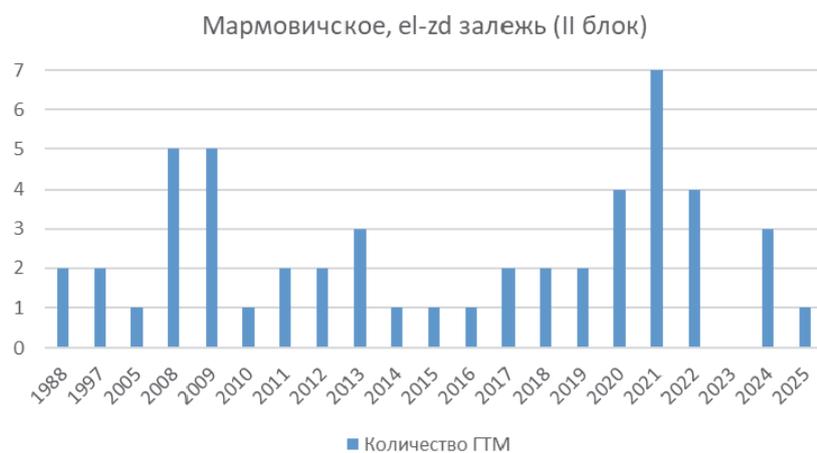


Рис. 1. Итоговое распределение проницаемости после адаптации гидродинамической модели елецко-задонской (II блок) залежи Мармовичского месторождения

Fig. 1. The final distribution of permeability after adaptation of the hydrodynamic model of the yeletsko-zadonskaya (II block) reservoir Marmovichi oil field

Неоднородность ФЕС по простиранию, наличие подошвенных вод на малом расстоянии от нижних перфорационных интервалов добывающих скважин (30–50 м) и высокая плотность сетки размещения скважин (расстояние между скважинами менее 300 м) создают дополнительные сложности при планировании и проектировании дизайна ГРП на рассматриваемой залежи. Однако низкая продуктивность работы скважин восточного участка залежи в начальном периоде разработки (дебит жидкости – 2–10 м<sup>3</sup>/сут при  $k_{\text{прод}} = 0,18\text{--}1,06$  м<sup>3</sup>/сут · МПа) [11] показывает необходимость проведения мероприятий по интенсификации притока для обеспечения эффективной разработки залежи.

За период эксплуатации залежи на II блоке елецко-задонской залежи Мармовичского месторождения было проведено 51 мероприятие по интенсификации притока на 30 скважинах, среди которых 19 кислотных и 32 пропантных ГРП, 14 МГРП и 18 повторных ГРП. На рис. 2, а представлено распределение количества ГТМ, проводимых на II блоке Мармовичского месторождения по годам. Увеличение количества ГТМ в 2020–2022 гг. связано с уплотнением сетки скважин при бурении новых горизонтальных скважин. Исходя из рис. 2, б видно, что наибольшее количество ГТМ проводилось на старых скважинах. При 36 фактически работавших на залежи скважинах охват фонда проводимыми мероприятиями составляет 83,3 %. Каждое из проведенных ГТМ требует учета при построении и адаптации полноразмерной гидродинамической модели.



а)



б)

Рис. 2. Распределение геолого-технических мероприятий, применяемых для интенсификации притока на скважинах елецко-задонской залежи (II блок) Мармовичского месторождения:

а – количество мероприятий по годам; б – количество мероприятий по скважинам

Fig. 2. Distribution of geological and technical measures used to stimulate inflow at wells of the of the yeletsko-zadonskaya (II block) reservoir Marmovichi oil field

a – number of events by year; b – number of events by well

Для задания трещин ГРП в гидродинамической модели используются следующие данные: информация о количестве портов ГРП и интервале их проведения (вертикальная глубина по стволу); информация о геометрии трещин: закрепленная полу-длина, верхняя и нижняя граница трещины; параметры проводимости трещины (ширина закрепленной трещины, проницаемость проппанта, проводимость полученной трещины) [9]. Направление возникновения трещины задается согласно результатам исследований микросейсмического мониторинга. На рис. 3 изображено представление трещин ГРП на кубе текущей нефтенасыщенности елецко-задонской залежи (II блок) Мармовичского месторождения.

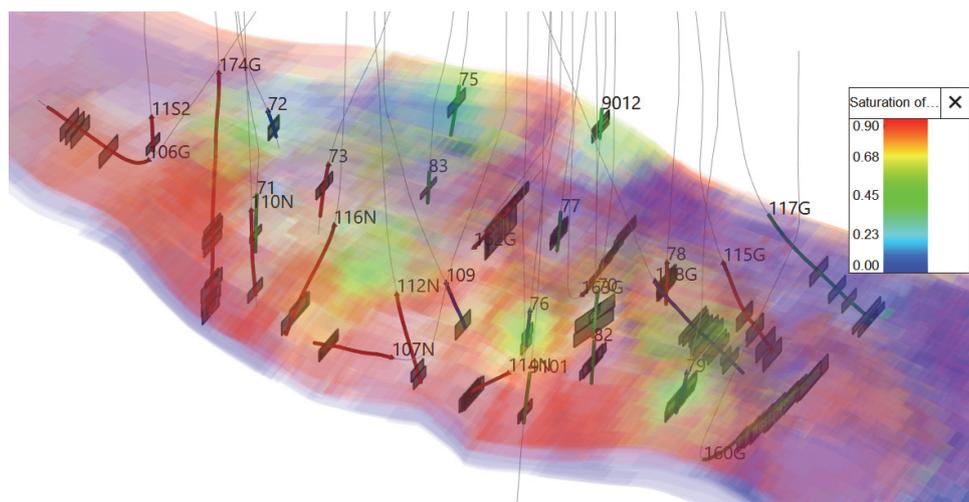


Рис. 3. Представление трещин ГРП на кубе текущей нефтенасыщенности елецко-задонской залежи (II блок) Мармовичского месторождения

Fig. 3. Representation of hydraulic fractures on the cube of current oil saturation of the yeletsko-zadonskaya reservoir (II block) of the Marmovichi oil field

При задании в модели трещин ГРП в явном виде, согласно данным дизайн-проекта, без изменений, полученный коэффициент продуктивности скважин будет сильно завышен. Отклонение фактически полученных результатов от предельных значений нивелируется множителем для коэффициента проводимости виртуальных перфораций трещины, который определяется в результате адаптации гидродинамической модели исходя из сравнения коэффициентов продуктивности до и после проведения ГТМ или при настройке забойных давлений скважины на фактические значения, полученные по СКАД. В табл. 1 указаны полученные по результатам адаптации значения множителей проводимости трещин ГРП в скважинах елецко-задонской залежи (II блок) Мармовичского месторождения.

Таблица 1. Значения множителей проводимости трещин ГРП, полученные в ходе адаптации скважин елецко-задонской залежи (II блок) Мармовичского месторождения

Table 1. Values of hydraulic fracture conductivity multipliers obtained during well adaptation of the yeletsko-zadonskaya reservoir (II block) Marmovichi oil field

Номер скважины	79	76	77	78	79	78
Тип мероприятия	МГРП	МКГРП	МГРП	МГРП	реМГРП	реМГРП
Дата проведения	11,1997	09,2008	09,2008	07,2009	08,2009	03,2011
Множитель проводимости	0,05	0,3	0,2	0,3	0,05	0,2

Продолжение  
To be continued

Номер скважины	81	79	9101	110n	107n	78
Тип мероприятия	реМГРП	МКГРП	КГРП	ГРП	ГРП	реГРП
Дата проведения	04,2011	06,2013	08,2013	08,2015	07,2017	09,2018
Множитель проводимости	0,3	0,05	0,1	0,1	0,2	0,2

Продолжение

To be continued

Номер скважины	77	115g	107n	118g	160g	114n
Тип мероприятия	реМГРП	реМГРП	реГРП	МГРП	МГРП	МГРП
Дата проведения	05,2019	10,2020	05,2021	07,2021	01,2022	03,2022
Множитель проводимости	0,3	0,4	0,5	0,5	0,2	0,3

Продолжение

To be continued

Номер скважины	116n	162g	163g	174g	162g
Тип мероприятия	МГРП	МГРП	МГРП	МГРП	реМГРП
Дата проведения	05,2022	08,2022	10,2022	06,2024	12,2024
Множитель проводимости	0,5	0,3	0,3	0,3	0,1

Результаты настройки коэффициента продуктивности для скважин 73, 78 и 81 Мармовичская показаны на рис. 4.

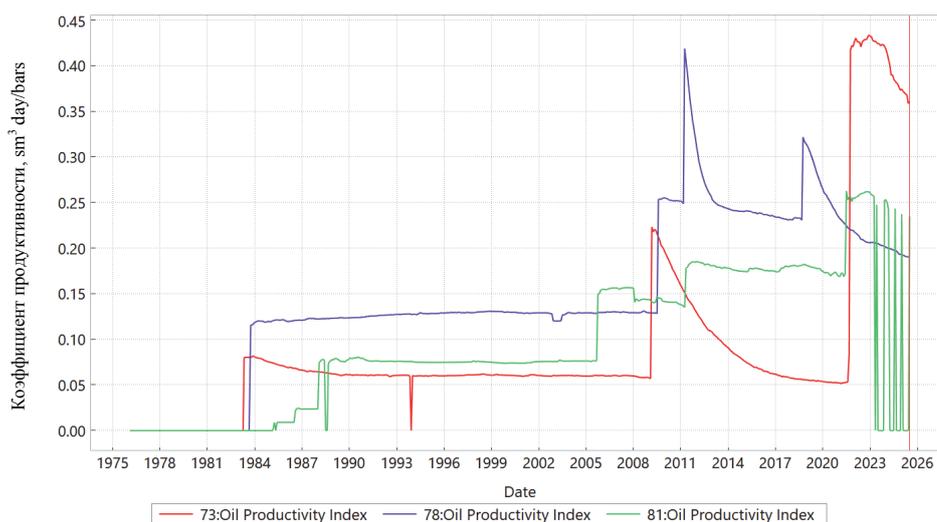


Рис. 4. Результат настройки коэффициента продуктивности для скважин 73, 78 и 81 Мармовичская

Fig. 4. The result of adjusting the productivity coefficient for wells 73, 78 and 81 of the Marmovichi oil field

Новые горизонтальные скважины, начиная с 2013 г., осваивались и вводились в эксплуатацию сразу после проведения ГРП/МГРП, поэтому оценить эффективность проведения ГРП классическим способом через сравнение дебитов работы и изменение коэффициента продуктивности скважины в данном случае не получится. Одним из наиболее перспективных способов оценки эффективности проведенных геологических мероприятий является проведение ретроспективных расчетов на гидродинамической модели, в ходе которых сравниваются два варианта работы скважины: фактический и вариант ввода скважины без проведения ГРП. Для ретроспективного анализа были выбраны горизонтальные скважины, обеспечившие наибольший вклад в накопленную добычу залежи. Исходя из результатов расчета дополнительной до-

бычи нефти за счет проведения ГРП, представленных в табл. 2, видно, что в варианте с вводом в эксплуатацию скважин без проведения ГРП накопленная добыча в рассматриваемых скважинах за 3 года сокращается на 35,79 тыс. т, что существенно ухудшает эффективность выработки запасов в целом. Сравнительный график работы скважины 115g Мармовичская в базовом варианте и варианте с проведением МГРП приведен на рис. 5.

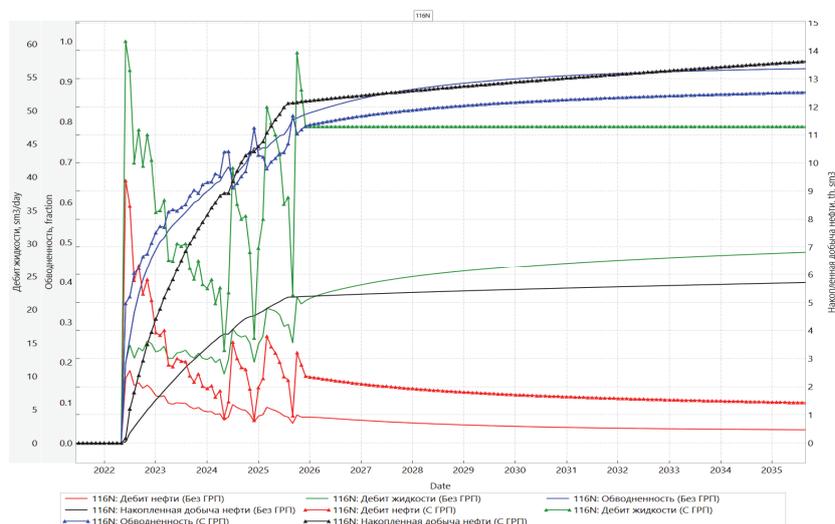


Рис. 5. Сравнительный график работы скважины 116n Мармовичская в базовом варианте и варианте с проведением МГРП

Fig. 5. Comparative chart of well 116n Marmovichi operation in the basic version and the version with multistage hydraulic fracturing

Таблица 2. Дополнительная добыча нефти за счет проведения МГРП в скважинах Мармовичского месторождения

Table 2. Additional oil production through multi-stage hydraulic fracturing in wells of the Marmovichi oil field

Скважина	Дополнительная добыча нефти за счет проведения ГРП, тыс. т		Дополнительная добыча жидкости за счет проведения ГРП, тыс. т	
	За 3 года	За 15 лет	За 3 года	За 15 лет
106g	2,42	6,63	2,42	8,81
107n	0,98	2,22	1,11	3,14
110n	0,79	0,79	1,12	1,12
112n	8,17	20,67	8,27	25,65
114n	0,82	7,96	1,09	8,76
115g	4,01	9,02	8,19	22,39
116n	5,24	6,89	17,47	28,05
162g	10,11	11,1	17,45	21,85
163g	3,25	5,06	7,9	15,96
<i>Всего</i>	<b>35,79</b>	<b>70,34</b>	<b>65,02</b>	<b>135,73</b>

Однако при эксплуатации новых горизонтальных скважин возникает проблема снижения дебита жидкости и продуктивности в течение нескольких месяцев после ввода скважины. Данная проблема возникает по трем основным причинам: снижение пластового давления в призабойной зоне пласта при высоких отборах жидкости в начальном периоде работы, выделение свободного газа в призабойной зоне скважин и снижение относительной фазовой проницаемости для нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения [10], а также смыкание трещин ГРП, возникающее в ходе перераспределения напряжений в пласте к исходному состоянию и деформации удерживающего агента (проппанта), в результате чего эффективная проводимость системы «матрица – трещина» сокращается.

В рассматриваемой модели процесс затухания ГРП реализован с помощью функции зависимости проницаемости трещины от времени с задаваемым периодом затухания, за который проницаемость трещины сокращается в  $(exp)^{-1}$  раз. Декремент затухания подбирается в процессе адаптации исходя из динамики фактических пластовых и забойных давлений в скважине и, как следствие, коэффициента продуктивности скважины после ввода скважины в эксплуатацию. В табл. 3 сведены данные по ГТМ, в которых использовалась функция затухания при адаптации гидродинамической модели.

Таблица 3. Список геолого-технических мероприятий, проводимых на скважинах Мармовичского месторождения, в которых использовалась функция затухания трещин ГРП

Table 3. List of geological and technical measures carried out at the wells of the Marmovichi oil field, which the fracture attenuation function of hydraulic fracturing is used

Номер скважины	72	77	82	78	107n	106g
Тип мероприятия	ГРП	КГРП	КГРП	МГРП	ГРП	МГРП
Дата проведения	08.1997	09.2008	08.2009	03.2011	07.2017	01.2018
Декремент затухания, сут	365	365	150	150	365	365

*Продолжение*

*To be continued*

Номер скважины	77	107n	82	114n	162g	162g
Тип мероприятия	реМГРП	реГРП	реГРП	реМГРП	МГРП	реМГРП
Дата проведения	05.2019	05.2021	09.2021	03.2022	08.2022	12.2024
Декремент затухания, сут	150	365	150	365	365	365

Сравнение результатов адаптации забойных давлений скважины 107n Мармовичская для двух вариантов приведено на рис. 6.



Рис. 6. Сравнение результатов адаптации забойных давлений для базового расчета и варианта с использованием декремента затухания для скважины 107n Мармовичская

Fig. 6. Comparison of the results of adaptation of bottom hole pressures for the basic calculation and the option using the decrement for well 107n of the Marmovichi oil field

Кроме настройки фактических показателей работы и изменения коэффициентов продуктивности скважин после проведения ГРП моделирование процесса ГРП позволяет диагностировать некоторые причины проблем в работе скважин после его проведения: например, характер увеличения обводненности скважины после проведения ГРП, обусловленный связью скважины с участком нагнетания или прорывом подошвенной воды через трещины ГРП к скважине. Рассмотрим данный случай на примере проведенного реМГРП в скважине 162g Мармовичская.

В скважине 162g Мармовичская после проведения повторного МГРП в декабре 2024 г. был зарегистрирован рост дебита жидкости с 13,5 до 82 м<sup>3</sup>/сут и обводненности с 0 до 84 %. При этом, исходя из низких ФЕС коллектора в зоне скважины и низкой продуктивности скважины при работе до проведения реМГРП ( $k = 1,48$  мД,  $k_{\text{прод}} = 3,3$  м<sup>3</sup>/сут · МПа), поддержание необходимого уровня отборов скважин даже при активации гидравлической связи с рядом нагнетательных скважин через систему трещин ГРП невозможно. Высокая плотность попутно добываемой воды (1,21 г/см<sup>3</sup>) после проведения ГРП и повышение динамического уровня в скважине могут являться косвенным подтверждением возможного подрыва подошвенной воды через трещину ГРП, исключая предположение о выносе технологической воды после проведения операции.

По причине невозможности учета изменения физико-механических свойств горных пород при отработке скважины после проведения основного ГРП проектирование дизайна трещин перед проведением реГРП не производится. Однако внедрение системы мониторинга устьевых давлений PLUTON [11] при проведении слепых ГРП позволяет определить глубину инициации трещин ГРП. По результатам мониторинга процесса реМГРП в скважине 162g Мармовичская было установлено, что инициация трещин произошла в верхних интервалах перфораций ( $D_{3el}(dr-tr)$ ), что позволило определить точки прорыва воды к стволу скважины. Прорыв подошвенной воды был адаптирован путем корректировки геометрических параметров исходных трещин с сохранением их общего объема. Разрез вдоль линии скважины 162g Мармовичская с отображенными трещинами ГРП изображен на рис. 6.

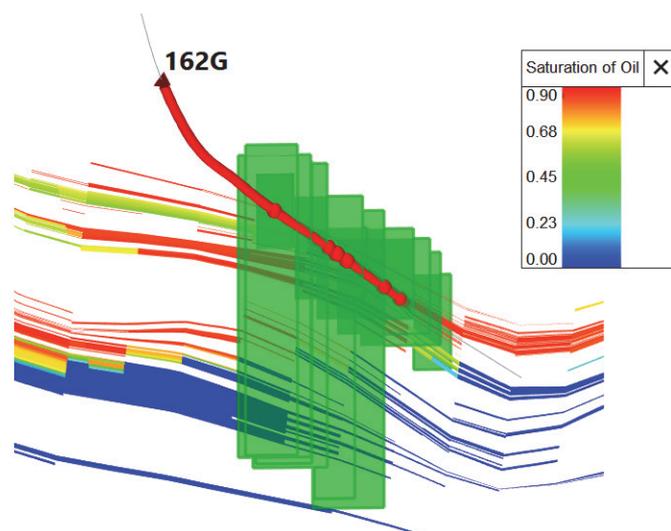


Рис. 7. Разрез вдоль линии скважины 162g Мармовичская с отображенными трещинами после проведения повторного ГРП

Fig. 7. A section along the well line 162g Marmovichi with fractures shown after repeated hydraulic fracturing

Исходя из сравнительного графика скважины 162g Мармовичская в двух вариантах, представленного на рис. 8, видно, что при варианте без корректировки трещин ГРП невозможно обеспечить необходимый дебит скважины и динамику поведения обводненности рассматриваемой скважины.

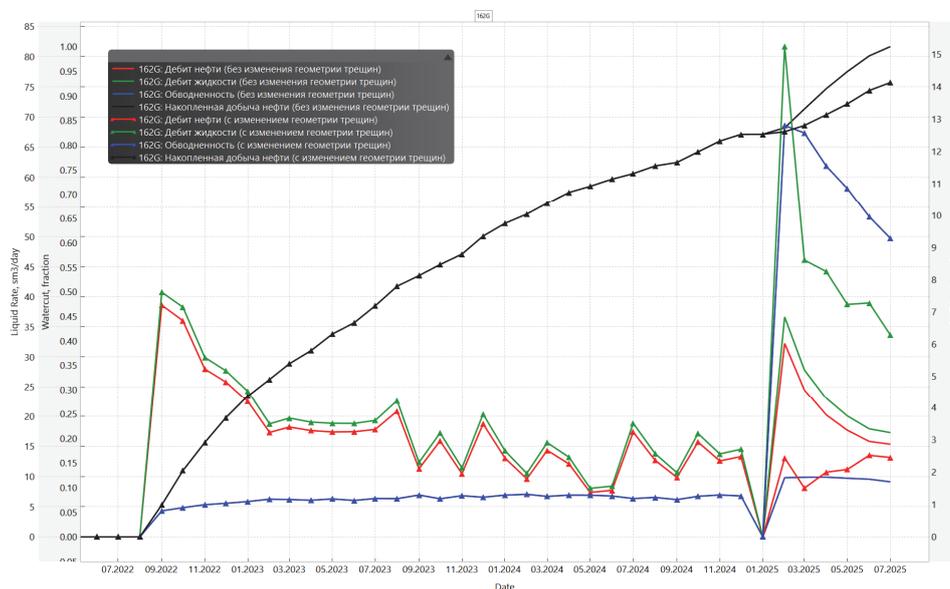


Рис. 8. График сравнения адаптации скважины 162g Мармовичского месторождения в базовом варианте и варианте с изменением геометрии трещин повторного ГРП

Fig. 8. Comparison chart of the adaptation of well 162g of the Marmovichi oil field in the base case and the case with a change in the geometry of the repeated hydraulic fracturing fractures

**Заключение.** На текущий момент времени основные участки остаточных извлекаемых запасов залежей находятся в зонах низких ФЕС, в которых использование

традиционных технологий по воздействию на пласт не всегда приводит к ожидаемому результату. Самым распространенным методом интенсификации работы нефтяных и газовых скважин является ГРП. В настоящее время на месторождениях Припятского прогиба используется большое количество технологических решений при проектировании ГРП. Для решения задач прогнозирования работы скважин после проведения ГРП необходима объективная оценка их эффективности.

Елецко-задонская залежь (II блок) Мармовичского месторождения характеризуется низкими ФЕС и слабой связью между добывающим и нагнетательным фондом, что показывает необходимость проведения мероприятий по интенсификации притока для обеспечения эффективной разработки залежи. За период эксплуатации на рассматриваемой залежи было проведено 51 мероприятие по интенсификации притока на 30 скважинах, охват фонда составил 83,3 %. Для избежания сильного увеличения расчетного времени ГДМ в историческом периоде разработки, для переноса геометрических параметров и свойств трещин ГРП был выбран упрощенный метод, в котором логика определения реализуется путем создания виртуальных перфораций в ячейках, охватываемых трещинами ГРП. Настройка коэффициента продуктивности осуществляется путем задания множителя коэффициента проводимости виртуальных перфораций.

По причине смыкания трещин и перераспределения напряжений в ПЗС дебита жидкости продуктивность скважины в течение нескольких месяцев после проведения ГРП снижается. В модели процесс затухания ГРП реализован с помощью функции зависимости проницаемости трещины от времени с задаваемым периодом затухания, который настраивается исходя из динамики фактических пластовых и забойных давлений в скважине.

Моделирование процесса ГРП позволяет диагностировать некоторые причины проблем в работе скважин после проведения, что было показано на примере прорыва подошвенной воды к скважине 162g Мармовичская после проведения реМГРП.

**Благодарность.** Выражаю признательность и благодарность сотрудникам лаборатории гидравлического разрыва пласта, отдела моделирования резервуаров и разработки нефти и газа БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук, профессору кафедры «НГриГПА» Валерию Дмитриевичу Порошину за предоставленные данные и консультирование при проведении данного исследования.

**Acknowledgments.** I express my appreciation and gratitude to the staff of the Hydraulic Fracturing Laboratory, the Reservoir Modeling and Oil and Gas Development Department BelNIPIneft RUE “Production Association “Belorusneft”, and my supervisor, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor of the Department of Oil and Gas Reservoir Modeling and GPA Valery Dmitrievich Poroshin, for providing the data and consulting services during this study.

### Литература

1. Повжик, П. П. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов месторождений Припятского прогиба путем внедрения системного подхода / П. П. Повжик // Нефтяник Полесья. – 2019. – № 2. – С. 64–70.
2. Ткачев, Д. В. Инновационный комплекс рациональных технологий для интенсификации выработки ТриЗ месторождений Припятского прогиба / Д. В. Ткачев // Нефтяник Полесья. – 2019. – № 2. – С. 48–57.
3. Киселев, К. А. Особенности подбора скважин-кандидатов для проведения многостадийного гидроразрыва пласта / К. А. Киселев // Вестник науки. – 2019. – № 1 (20), т. 2. – С. 203–206.

4. Анализ эффективности проведения многостадийного гидроразрыва пласта на объекте Ю2 месторождения X / А. Н. Кабилов, В. А. Гула, Н. В. Злобин, Р. Т. Горданов // Научный лидер. – 2023. – Вып. № 1 (99). – Янв. – URL: <https://scilead.ru/article/3727-analiz-effektivnosti-provedeniya-mnogostadijn>.
5. Мироненко, К. В. Текущий статус и перспективы развития технологии ГРП в Республике Беларусь / К. В. Мироненко // Нефтяник Полесья. – 2022. – № 2. – С. 89–97.
6. Лысенко, В. Д. Определение эффективности гидравлического разрыва нефтяного пласта / В. Д. Лысенко // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 11. – С. 12–17.
7. Радченко, Ю. А. Теория о морфологии процесса ГРП. Прогнозирование дебита скважины // Ю. А. Радченко // Нефтяник Полесья. – 2018. – № 2. – С. 87–90.
8. Майлат, Я. А. Новые подходы к созданию трещин гидравлического разрыва пласта в гидродинамических моделях / Я. А. Майлат // Поиск и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. : в 2 т. / Белорус. науч.-исслед. и проектн. ин-т нефти. – Минск, 2022. – Т. 2, вып. 10. – С. 253–261.
9. Экономидес, М. Унифицированный дизайн гидравлического разрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой / М. Экономидес, Р. Олайни, П. Валько. – М. : Петроальянс Сервиси Компани Лимитед, 2004. – 236 с.
10. Мордвинов, В. А. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений / В. А. Мордвинов, В. В. Поплыгин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 120–122.
11. Апробация технологии PLUTON в условиях I–III пачек петриковских продуктивных отложений скважины 466g Речицкой / О. Л. Войтехин, О. В. Лымарь, Ю. В. Мельников, А. Б. Невзорова // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 8–16.

### References

1. Povzhik P. P. Increasing the efficiency of development of hard-to-recover and unconventional reserves of the Pripyat Trough deposits by introducing a systems approach. *Neftyanik Poles'ya*, 2019, no. 2, pp. 64–70 (in Russian).
2. Tkachev D. V. Innovative complex of rational technologies for intensification of production of hard-to-recover reserves of the Pripyat fields. *Neftyanik Poles'ya*, 2019, no. 2, pp. 48–57 (in Russian).
3. Kiselev K. A. Features of selection of candidate wells for multi-stage hydraulic fracturing. *Vestnik nauki = International scientific journal BULLETIN OF SCIENCE*, 2019, no. 1 (20), vol. 2, pp. 203–206 (in Russian).
4. Kabirov A. N., Gula V. A., Zlobin N. V., Gordanov R. T. Analysis of the efficiency of multi-stage hydraulic fracturing at the Yu2 site of the X oil field. *Scientific leader*, 2023, iss. 1 (99). Available at: <https://www.scilead.ru/article/3727-analiz-effektivnosti-provedeniya-mnogostadijn> (in Russian).
5. Mironenko K. V. Current status and prospects for the development of hydraulic fracturing technology in the Republic of Belarus. *Neftyanik Poles'ya*, 2022, no. 2, pp. 89–97 (in Russian).
6. Lysenko V. D. Determination of the efficiency of hydraulic fracturing of an oil reservoir. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 1999, no. 11, pp. 12–17 (in Russian).
7. Radchenko Yu. A. Theory of the morphology of the hydraulic fracturing process. Forecasting well flow rate. *Neftyanik Poles'ya*, 2018, no. 2, pp. 87–90 (in Russian).
8. Mailat Ya. A. New approaches to the creation of hydraulic fracturing cracks in hydrodynamic models. *Poiski i osvoenie neftnyanykh resursov Respubliki Belarus'*: sb. nauch. trudov [Search and development of oil resources of the Republic of Belarus: Collection of scientific papers]. Minsk, BelNIPineft, 2022, vol. 2, iss. 10, pp. 253–261 (in Russian).
9. Ekonomides M., Olaini R., Val'ko P. *Unified Hydraulic Fracturing Design: Bridging Theory and Respect*. Moscow, Petroalliance Services Company Limited, 2004. 236 p. (in Russian).

10. Mordvinov V. A., Poplygin V. V. Change in the productivity of production wells with a decrease in reservoir and bottomhole pressures. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 2021, no. 8, pp. 120–122 (in Russian).
11. Voitekhn O. L., Lyamar' O. V., Mel'nikov Yu. V. Testing of PLUTON technology in the conditions of I–III layers of Petrikovsky productive deposits of well 466g Rechitskaya. *Neftegazovyi inzhiring = Oil and Gas Engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 8–16 (in Russian).

#### **Информация об авторах**

*Майлат Ярослав Александрович* – инженер второй категории отдела моделирования резервуаров и разработки месторождений нефти и газа. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: Y.Majlat@beloil.by

#### **Information about the authors**

*Maylat Yaroslav Aleksandrovich* – second category engineer of the reservoir modeling and oil and gas field development department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: Y.Majlat@beloil.by

*Поступила в редакцию 07.11.2025*

## ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ ДЛЯ ЖУРНАЛА «НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ»

Желающие опубликовать свои научные работы в журнале «Нефтегазовый инжиниринг» могут подать материалы в соответствии с требованиями, приведенными ниже, в редакцию журнала по адресу: пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель, Республика Беларусь, тел./факс +375 232 293 730, e-mail: ngi@gstu.by.

I. Статья, направляемая в редакцию рецензируемого журнала, должна являться оригинальным материалом, неопубликованным ранее в других печатных изданиях, соответствовать профилю журнала. Статья должна иметь: 1) экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати; 2) сопроводительное письмо от организации; 3) рецензию специалиста по профилю исследований.

II. Статья предоставляется в редакцию в двух экземплярах на белорусском, русском или английском языках. Электронный вариант статьи предоставляется на электронном носителе или присылается по электронной почте в редакцию журнала в формате текстового редактора *Word for Windows*. Представленный электронный вариант статьи должен быть идентичен бумажному. В случае расхождений правильным считается бумажный вариант. Шрифт – *Times New Roman*, кегль – 12; выравнивание по ширине страницы; расстановка переносов *автоматическая* (расстановка переносов вручную недопустима);

поля: верхнее, нижнее и правое – 25 мм, левое – 30 мм, междустрочный интервал – одинарный, абзацный отступ – 0,7 мм.

III. Статья должны иметь следующую структуру:

1. Индекс по Универсальной десятичной классификации (УДК);

– название статьи;

– инициалы и фамилии авторов;

– полное наименование учреждений, где работают авторы, с указанием города и страны.

2. Аннотация (авторское резюме) объемом 100–150 слов должна кратко представлять результаты работы и быть информативной, понятной, в том числе и в отрыве от основного текста статьи, хорошо структурированной.

3. Ключевые слова, отображающие базовую терминологию исследовательской ра-

боты; рекомендуемое количество ключевых слов/фраз – 5–10, количество слов внутри ключевой фразы – не более трех.

4. Метатекстовые данные (все то, что предшествует основному тексту статьи) приводятся также на *английском языке*, причем аннотация должна быть оригинальной (т. е. не являться дословным переводом русскоязычной (белорусскоязычной) аннотации). Если статья англоязычная – вышеуказанные данные приводятся на русском (белорусском) языке.

5. Основной текст статьи должен быть четко структурированным: введение, цели и задачи, методы, результаты, заключение (выводы).

Во *введении* должен быть дан краткий обзор литературы по изучаемому вопросу, сформулирована *цель работы* и, если необходимо, указана ее связь с важными научными и практическими направлениями.

Анализ источников, использованных при подготовке научной статьи, должен свидетельствовать о знании автором (авторами) статьи научных достижений в соответствующей области. В связи с этим обязательными являются ссылки на работы других авторов. При этом должны присутствовать ссылки на публикации последних лет, включая зарубежные публикации в данной области.

*Основная часть* статьи должна содержать описание методики, аппаратуры, объектов исследования и подробно освещать содержание исследований, проведенных автором (авторами). Полученные результаты должны быть обсуждены с точки зрения их научной новизны и сопоставлены с соответствующими известными данными. Основная часть статьи может делиться на подразделы (с разъяснительными заголовками).

В *заключении* должны быть в сжатом виде сформулированы основные полученные результаты с указанием их новизны, преимуществ и возможностей применения. При

необходимости должны быть также указаны границы применимости полученных результатов.

6. Список использованных источников на русском (белорусском) языке оформляется в соответствии с требованиями Высшей аттестационной комиссии (ГОСТ 7.1–2003 «Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления»). Цитируемая литература приводится общим списком по мере упоминания, ссылки в тексте даются порядковым номером в квадратных списках (например, [1], [13–15]); ссылки на неопубликованные работы не допускаются.

7. Затем приводится список цитированных источников в романском алфавите («References») со следующей структурой: авторы (транслитерация); название статьи (транслитерация); [перевод названия статьи на английский язык в квадратных скобках]; *название русскоязычного источника (транслитерация) – курсивом*; [перевод названия источника на английский язык в квадратных скобках]; выходные данные с обозначениями на английском языке. Транслитерация русскоязычных названий выполняется согласно стандарту BSI (<https://translit.net/ru/bsi>). Англоязычные источники дублируются, но только с указанием фамилий всех авторов. Список литературы («References») приводится полностью отдельным блоком, повторяя список литературы к русскоязычной части, независимо от того, имеются ли в нем иностранные источники.

8. Если присутствует информация о финансировании (поддержке грантами проектов и т. п.), ее следует излагать на русском и английском языках под заголовками «Благодарности» («Acknowledgements»).

IV. Для подготовки метаданных (информация об авторах) на отдельной странице следует указать на русском и английском языках для каждого автора: фамилию, имя, отчество (полностью), ученую степень, ученое звание, должность, место работы с указанием адреса (в скобках записывается полный адрес: улица, дом, индекс, город, страна), контактную информацию (e-mail, телефон).

V. В русскоязычных статьях рекомендуется делать подрисуночные подписи и надписи на самих иллюстрациях на двух языках – русском и английском.

Рисунки, вставленные в документ, должны быть хорошего качества, отсканированы с разрешением не менее 300 dpi в формате TIFF или JPG. Текст на рисунках должен быть набран гарнитурой «Times New Roman», причем начертание символов (греческое, латинское) должно соответствовать их начертанию в тексте. Латинские буквы необходимо набирать *курсивом*, греческие – прямо. Все обозначения на рисунках должны быть расшифрованы.

VI. Таблицы располагаются непосредственно в тексте статьи. Каждая таблица должна иметь тематический заголовок. На все таблицы и рисунки следует давать ссылки в тексте.

VII. Для подготовки метаданных (информация об авторах) на отдельной странице следует указать на русском и английском языках для каждого автора: фамилию, имя, отчество (полностью), ученую степень, ученое звание, должность, место работы с указанием адреса (в скобках записывается полный адрес: улица, дом, индекс, город, страна), контактную информацию (e-mail, телефон).

VIII. Основным критерием целесообразности публикации является новизна и информативность статьи. Если по рекомендации рецензента статья возвращается автору на доработку, то переработанная рукопись вновь рассматривается редколлегией. Статьи, не соответствующие вышеперечисленным требованиям, редакцией не принимаются и возвращаются авторам.