

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Научно-технический журнал
Издается с июля 2024 г.

1 (4)' 2026

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. Путятю, 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*

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

1 (4)' 2026

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 17.06.2026 г.

**Формат 60x84/8. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».
Ризография. Усл. печ. л. 12,55. Уч.-изд. л. 10,09
Тираж 50 экз. Заказ № 396/23**

**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», 2026

OIL AND GAS ENGINEERING

Scientific and technical journal
Published since July 2024

1 (4)' 2026

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. Lyman, 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*

OIL AND GAS ENGINEERING

1 (4)' 2026

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. Misyurova

Desktop Publishing I. P. Minina

Cover design I. P. Minina

Signed for publication 17.06.2026

Format 60x84/8. Offset paper. Times headset.

Risography. Printed pages 12,55. Publisher's signatures 10,09.

Print run 50 copies. Order № 396/23.

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>Ракутько А. Г., Стоцкая О. А. Проблема отложений галита при разработке нефтяных месторождений Припятского прогиба</i>	7
<i>Повжик П. П., Короткевич А. И., Асвинова П. В. Пути повышения достоверности подсчета запасов нефти в нетрадиционных коллекторах Припятского прогиба</i>	23
<i>Машечко Е. И., Сошенко А. В. Засолоненные коллекторы и методы их изучения</i>	33
<i>Аленькин И. А. Прогнозирование технологических параметров жидкостей гидравлического разрыва пласта с применением методов искусственного интеллекта</i>	42
<i>Байковский Д. И. Комплексный анализ методов снижения силы трения при бурении скважин с протяженным горизонтальным окончанием</i>	52
<i>Порошина С. Л., Порошин В. Д., Повжик П. П. Развитие научно-методической базы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений с засолоненными коллекторами</i>	62
<i>Малышко А. О., Бурдули В. В., Невзорова А. Б. Оценка ресурса и анализ особенностей использования полимерных армированных труб на объектах нефтегазодобычи</i>	74
<i>Бурдули В. В., Малышко А. О., Невзорова А. Б. Цифровые решения управления скважинами подземных хранилищ газа</i>	83
<i>Повжик Г. П., Повжик П. П., Демяненко Н. А. Исследование факторов, определяющих эффективность повышения нефтеотдачи с организацией противоточной капиллярной пропитки</i>	93

CONTENT

<i>Rakutko A. G., Stotskaya O. A. The problem of halite deposits in the development of oil fields in the Pripyat Trough</i>	7
<i>Povzhik P. P., Korotkevich A. I., Asvinova P. V. Ways to improve the reliability of oil reserves estimation in unconventional reservoirs of the Pripyat Trough</i>	23
<i>Mashechko E. I., Soshchenko A. V. Salinized reservoirs and methods of their investigation</i>	33
<i>Alenkin I. A. Prediction of technological parameters of hydraulic fracturing fluids using artificial intelligence methods</i>	42
<i>Baykovsky D. I. A comprehensive analysis of methods for reducing friction force when drilling wells with an extended horizontal end</i>	52
<i>Poroshina S. L., Poroshin V. D., Povzhik P. P. Development of a scientific and methodological base for processing and interpretation of hydrochemical data in monitoring the development of oil fields with saline reservoirs</i>	62
<i>Malyshko A. O., Burduli V. V., Nevzorova A. B. Resource assessment and feature analysis the use of polymer reinforced pipes at oil and gas production facilities</i>	74
<i>Burduli V. V., Malyshko A. O., Nevzorova A. B. Digital solutions for well management in underground gas storage facilities</i>	83
<i>Povzhik G. P., Povzhik P. P., Demyanenko N. A. Investigation of factors determining the efficiency of enhanced oil recovery with the organization of countercurrent capillary imbibition</i>	93

Уважаемые читатели и авторы!

Сегодня невозможно представить инновационный путь развития экономики страны без масштабных инвестиций в человеческий потенциал. Инновационный потенциал является стратегическим ресурсом, определяющим место национальной экономики в мировой экономической системе. В большинстве стран инновационный потенциал рассматривается в качестве основополагающего источника экономического развития и является важнейшей составляющей национального богатства. В подтверждение этого в ГГТУ им. П. О. Сухого получают инженерное высококачественное нефтяное образование с адаптацией молодых ученых на производственных объектах РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Это позволило сформировать единый замкнутый образовательный цикл – от получения академических знаний до решения прикладных задач и внедрения собственных разработок.



Научно-технический журнал «Нефтегазовый инжиниринг» – это не только площадка для встречи профессионалов по обмену опытом, демонстрации передовых разработок и поиска теоретических решений для задач нефтегазовой отрасли страны, но и возможность молодым ученым проявить себя, интегрировать в единое целое – науку, образование и производство.

Содержание очередного выпуска журнала охватывает самые актуальные в нефтегазовой сфере темы: освоение трудноизвлекаемых запасов; бурение и заканчивание скважин; разработка месторождений нефти и газа; цифровая трансформация отрасли; интегрированное моделирование, геомеханические и геохимические исследования кернового материала и др.

Единственный нефтегазоносный регион республики – Припятский прогиб – обладает высокой степенью геологической изученности. Однако, несмотря на это, за последние 10 лет открыто 17 новых месторождений нефти. Практически все открытия по величине извлекаемых запасов относятся к категории мелких месторождений, а содержащиеся в них запасы – к категории трудноизвлекаемых.

Поэтому актуальной задачей для молодых ученых является разработка новых методов изучения и освоения оставшихся в нашем регионе запасов.

Выражаю искреннюю благодарность и признательность авторам, редакционной коллегии и редакторам за активное участие в продвижении и популяризации отечественного нефтегазового журнала. Ваши обширные знания и опыт позволяют объединиться команде профессионалов для преодоления текущих вызовов и формирования будущего нефтегазовой отрасли.

ПОВЖИК Петр Петрович,
заместитель генерального директора по геологии
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»,
доктор технических наук, профессор кафедры
«Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика»
Гомельского государственного технического
университета имени П. О. Сухого

УДК 622.276.72

ПРОБЛЕМА ОТЛОЖЕНИЙ ГАЛИТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

А. Г. РАКУТЬКО, О. А. СТОЦКАЯ

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

Аннотация. Рассмотрены причины интенсивного солеотложения в скважинах и на нефтепромысловом оборудовании месторождений Припятского прогиба. Обозначены проблемы применения ингибиторов солеотложений в условиях сложного состава и высокой минерализации попутно-добываемых вод. Проведен анализ отечественного и мирового опыта предотвращения галитизации на основе научно-технической и патентной литературы. С целью оценки эффективности реагентов в отношении галита проведены лабораторные испытания широкого перечня составов. Установлено, что высокая минерализация пластовых вод, а также повышенное содержание ионов кальция и железа оказывают критическое влияние на ингибирующую способность реагентов на основе гексацианоферрата калия (II) (HCF), нитрилтриацетамида (NTAA), полимеров и комплексных составов оксиэтилендифосфоновой кислоты (ОЭДФК). Высокая технологическая эффективность в предотвращении отложений хлоридных солей подтверждена для реагента на основе смеси органических диаминов. Несмотря на высокий ингибирующий эффект реагента на основе ОЭДФК и соли цинка, выявленная агрегативная неустойчивость состава не позволяет рекомендовать его к промышленному применению. Таким образом, разработка состава реагента, обладающего высокой ингибирующей способностью в отношении галита в условиях высокой минерализации и повышенного содержания ионов других солей и, прежде всего, ионов кальция и железа, характерных для попутно-добываемых вод месторождений Припятского прогиба, остается актуальной научно-практической задачей.

Ключевые слова: попутно-добываемые воды, солеотложения, галит, ингибитор галита, дисперсант солей.

Для цитирования. Ракутько, А. Г. Проблема отложений галита при разработке нефтяных месторождений Припятского прогиба / А. Г. Ракутько, О. А. Стоцкая // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4), Р. 7–22 (in Russian).

THE PROBLEM OF HALITE DEPOSITS IN THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS IN THE PRIPYAT TROUGH

A. G. RAKUTKO, O. A. STOTSKAYA

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

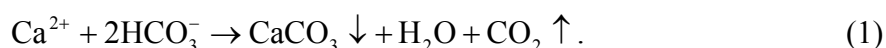
Abstract. This article considers the causes of intense salt deposition in wells and on oilfield equipment at Pripyat Deflection fields. It identifies the challenges associated with the use of salt deposit inhibitors in produced waters with complex compositions and high mineralization. An analysis of domestic and international experience in preventing halitization was made, based on scientific, technical, and patent literature. Laboratory tests of a wide range of compounds were conducted to evaluate the effectiveness of reagents against halite. It was found that high mineralization of formation waters, as well as increased calcium and iron ion content, have a critical impact on the inhibitory capacity of reagents based on potassium hexacyanoferrate (II) (HCF), nitrilotriacetamide (NTAA), polymers, and complex compounds of oxyethylene diphosphonic acid (OEDPA). High technological efficiency in preventing chloride salt deposits is confirmed for the reagent based on a mixture of organic diamines. Despite the high inhibitory effect of the reagent based on oxyethylene diphosphonic acid and zinc salt, the observed aggregation instability of the composition precludes its recommendation for industrial use. Therefore, developing a reagent composition with high inhibitory capacity against halite in the conditions of high mineralization and elevated concentrations of other salt ions, primarily calcium and iron ions, typical for produced waters of Pripyat Deflection fields, still remains an acute scientific and practical challenge.

Keywords: produced water, salt deposits, halite, halite inhibitor, salt dispersant.

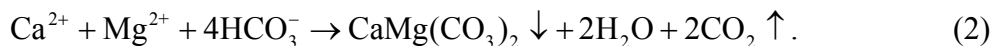
For citation. Rakutko A. G., Stotskaya O. A. The problem of halite deposits in the development of oil fields in the Pripyat Trough. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 7–22 ((in Russian)).

Введение. Одной из ключевых технологических проблем для РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» при разработке нефтяных месторождений Припятского прогиба является интенсивное солеотложение на поверхности подземного скважинного оборудования. Поскольку нефтяные пласты залегают между мощными соленосными толщами, попутно добываемые с нефтью воды данного региона отличаются высокой минерализацией, достигающей до 300 г/дм³ и более. Снижение давления и температуры при подъеме продукции на поверхность изменяет термодинамическое равновесие, что приводит к интенсивному выпадению солей в осадок.

По химическому составу попутно добываемые воды нефтяных месторождений Припятского прогиба по классификации Сулина [1] относят в основном к хлоридно-натриевому или хлоридно-кальциевому типам. Благодаря преобладающему содержанию в составе солей хлорида натрия (более 50000 мг/л), попутно добываемые воды чрезвычайно склонны к отложению галитных солей. Параллельно высокое содержание в них ионов кальция (более 20000 мг/л) является причиной образования вторичных осадков малорастворимых карбонатов при условии смешения попутно добываемых вод с поверхностными или слабоминерализованными водами, которые часто насыщены гидрокарбонат-ионами HCO_3^- :



Наличие солей магния в попутно добываемых водах также при смешении с поверхностными водами приводит к дополнительному выпадению доломитизированных осадков:



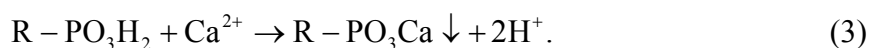
В отличие от карбоната кальция (кальцита), доломит обладает более высокой химической стойкостью и медленнее растворяется при проведении стандартных солянокислотных обработках, что требует повышения концентрации кислоты, температуры или времени воздействия.

Таким образом, при эксплуатации нефтяных месторождений Припятского прогиба в технологиях добычи нефти отмечены два типа осложнений, связанных с отложением солей: галита, за счет природной характеристики попутно добываемых вод, и малорастворимых карбонатных солей; за счет применения пресных вод в технологии «рассоления» галитов, несовместимых с попутно добываемыми, нарушающих химическое равновесие системы. Поиск эффективных методов борьбы, предотвращения выпадения солей является актуальной производственной и научной задачей, нерешенной до настоящего времени.

Химический состав попутно добываемых вод формируется под влиянием ряда процессов, протекающих в пластовых условиях, и определяется: составом и соотношением пластовых рассолов и закачиваемых в систему поддержания пластового давления вод; применением в технологиях освоения скважин водных растворов различных реагентов (например, при многообъемном гидроразрыве пласта); геолого-техническими мероприятиями, проводимыми на скважинах (например, солянокислотные обработки, закачки различных технологических жидкостей); протекающими в пластовых условиях процессами взаимодействия закачиваемых вод с горными породами (например, растворение галитовых минералов) и др. В общем проблема выпадения галита из попутных вод нефтяных месторождений не нова, но для нефтегазоносных провинций

традиционных регионов (Поволжье, Тимано-Печора, Кавказ и др.) не характерна [2–4]. Только в последние годы с открытием ряда месторождений Восточной Сибири, где присутствуют высокоминерализованные рассолы, начали появляться научные материалы по данной проблематике [5–8]. Проблема выпадения галитов при добыче нефти, газа отмечена для месторождений Восточного Техаса, Мексиканского залива (США), Северного моря, Алжира, Канады и других регионов мира [2, 4, 9, 10].

В настоящее время основным методом борьбы с солеотложениями галита на месторождениях Припятского прогиба является разбавление попутно добываемой воды пресной водой. При этом требуются большие объемы пресной воды, совместимой с добываемой водой. Несовместимость попутно добываемой и пресной вод обуславливает необходимость применения ингибиторов карбонатных солеотложений, что связано с рядом специфических проблем, обусловленных экстремальной геохимией региона. Кроме того, высокая минерализация попутно добываемых вод приводит к их несовместимости со многими стандартными ингибиторами (особенно на основе фосфонатов), которые теряют растворимость, выпадают в осадок в виде труднорастворимых солей фосфонатов кальция согласно реакции:



Это приводит не только к отсутствию защитного эффекта, но и может вызвать засорение элементов подземного оборудования скважины (рис. 1а и 1б).



Рис. 1а. Голубоватый осадок на элементах оборудования скважины, где осуществлялась подача в товарной форме фосфонатного ингибитора солеотложений в затрубное пространство (фотография внутренней полости демонтированной затрубной задвижки)

Fig. 1a. Bluish sediment on equipment elements of a well where a commercial phosphonate scale inhibitor was injected into the annular space (a photo of the internal cavity of a dismantled annular valve)

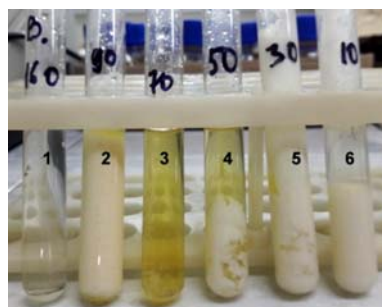
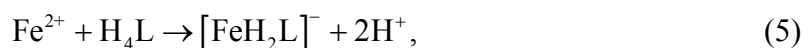
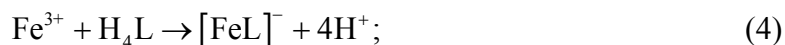


Рис. 1б. Взаимодействие фосфонатного ингибитора с высокоминерализованной попутной водой:
1 – попутно добываемая вода (исходная, без ингибитора);
2–6 – попутно добываемая вода с ингибитором в концентрациях 90, 70, 50, 30, 10 г/дм³ соответственно

Fig. 1b. Interaction of a phosphonate inhibitor with highly mineralized produced water:
1 – produced water (original, without inhibitor); 2–6 – produced water with inhibitor at concentrations of 90, 70, 50, 30, and 10 g/dm³, respectively

Поэтому принятая технология предусматривает применение карбонатных ингибиторов солеотложений с дозированием в пресную воду, предназначенную для технологических обработок скважин [11].

Другой проблемой ингибиторов фосфонатного типа является необходимость применения повышенных дозировок из-за высокой минерализации и концентрации ионов кальция, содержания в водах растворимых солей железа [12]. В общем виде реакция взаимодействия фосфонат-иона на примере оксиэтилендифосфоновой кислоты (ОЭДФК) с ионами железа Fe^{2+} и Fe^{3+} в водном растворе выглядит следующим образом:



где H_4L – ОЭДФК ($\text{C}_2\text{H}_8\text{O}_7\text{P}_2$), а L^{4-} – ее полностью депротонированный остаток.

В случае реакции ОЭДФК с ионами Fe^{2+} образуется умеренно растворимый хелат.

Дозировки стандартного ингибитора возрастают в десятки раз по сравнению с месторождениями, где попутная вода не является высокоминерализованной. Этот фактор делает технологию ингибиторной защиты более затратной, экономически невыгодной.

Наиболее перспективной альтернативой традиционным фосфонатам, в условиях эксплуатации месторождений Припятского прогиба с выпадением карбонатов из-за несовместимости пресных и попутно добываемых вод, являются полимерные ингибиторы на основе полиакрилатов $[-\text{CH}_2 - \text{CH}(\text{COONa}) -]_n$, полималеинатов $[-\text{O} - \text{R} - \text{O} - \text{C}(\text{O}) - \text{CH} = \text{C}(\text{O}) -]_n$ и сульфированных сополимеров, структурная формула которых представляет собой макромолекулярную цепь, состоящую из двух или более звеньев, где по крайней мере один тип содержит сульфогруппу ($-\text{SO}_3\text{H}$ или $-\text{SO}_3\text{M}$, где M – металл, чаще натрий). Лабораторные исследования, проведенные в БелНИПИнефть, подтвердили их высокую технологическую эффективность: в отличие от фосфонатов, данные реагенты обладают повышенной солеустойчивостью и не склонны к высаливанию при контакте с высокоминерализованными хлоркальциевыми рассолами. Преимуществами полимерных составов являются их термостабильность (до 130–150 °C), а также инертность к ионам железа. Последний фактор исключает риск образования адгезионно-активных железофосфонатных комплексов, осложняющих эксплуатацию скважин в условиях активной коррозии нефтепромышленного оборудования.

Вместе с тем широкое промышленное внедрение полимерных ингибиторов ограничивается рядом технико-экономических факторов. Высокая удельная стоимость реагентов при значительных объемах попутно добываемой воды снижает рентабельность применения. Высокая вязкость концентрированных форм полимеров создает технологические трудности при их дозировании через капиллярные системы, особенно в условиях отрицательных температур наружного воздуха.

Таким образом, разработка эффективных ингибиторов галита продолжает оставаться одной из актуальных задач нефтедобывающей отрасли региона.

Основная часть. В рамках настоящего исследования проведен анализ научно-технической и патентной литературы, охватывающий отечественный и мировой опыт (Россия, США, Канада и др.) в области предотвращения галитизации. Особое внимание уделено практическим аспектам применения ингибиторов на месторождениях со сходными геолого-физическими условиями, а также анализу существующих методик их лабораторных испытаний.

В настоящее время общепринятые отраслевые стандарты проведения испытаний ингибиторов галитизации отсутствуют. В мировой практике применяют различные методические подходы, имеющие ряд существенных ограничений [9, 10, 13–15]. Наиболее распространенным является подход моделирования осаждения галита, происходящего в стволе скважины, и определение ингибиторной эффективности реагента исходя из механизма его действия. Механизм кристаллизации галита, включая морфологию и кинетику роста его кристаллов, достаточно полно представлен в современной научной литературе [5, 9, 10, 15]. Тем не менее проблема совершенствования и унификации методологической базы для определения эффективности и механизма действия ингибиторов галита сохраняет свою актуальность.

Специалистами БелНИПИнефть апробирован и внедрен в практику лабораторных исследований статический метод оценки эффективности ингибиторов галита [16]. Методика базируется на создании модели пересыщенного раствора хлорида натрия путем его термостатирования при повышенных температурах с последующим контролируемым охлаждением. Эффективность реагентов определяется путем сравнительного количественного анализа массы выпавшего осадка в ингибированной и контрольной пробах. Методика позволяет проводить микроскопические исследования морфологии кристаллов хлорида натрия в водном растворе. Это позволяет определить, как ингибиторы влияют на размер, форму, характер роста и количество кристаллов, образующихся в ингибированной и неингибированной среде. Наглядный пример, иллюстрирующий типичные результаты лабораторного метода испытаний, представлен на рис. 2а и 2б.



Рис. 2а. Кристаллизация галита в дистиллированной воде, насыщенной NaCl

Fig. 2a. Halite crystallization in distilled water saturated with NaCl

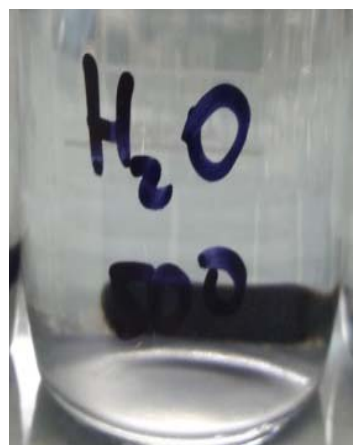


Рис. 2б. Модель дистиллированной воды, насыщенной NaCl, обработанной ИСО в концентрации 500 г/м³

Fig. 2b. The model of distilled water saturated with NaCl, treated with inhibitor of salt deposition at the concentration of 500 g/m³

С использованием разработанного статического метода в БелНИПИнефть проведены испытания представительного перечня реагентов-ингибиторов галита различной химической природы. В составе активных основ реагентов использованы неорганические комплексные соединения – гексацианоферрат (II) калия (НСФ), азотсодержащие органические производные – нитрилтриацетамид (NTAA), диамин, а также композиции на основе фосфоновых кислот и водорастворимых полимерных соединений,

заявленных производителями в качестве ингибиторов галита. Сравнительный анализ данных реагентов позволил оценить их селективность и эффективность предотвращения кристаллизации галита в условиях минерализованных сред Припятского прогиба.

Экспериментальная часть. Оценка эффективности ингибитора галита на основе гексацианоферрата (II) калия. Лабораторные испытания ингибитора проводились с использованием двух типов вод: дистиллированной воды, насыщенной хлоридом натрия, и имитатов пластовых (попутно добываемых) вод [17]. Сравнительные данные испытаний обобщены в табл. 1.

Таблица 1. Химический состав исследуемых водных сред и показатели ингибирующей эффективности ингибитора на основе HCF

Table 1. Chemical composition of the studied aqueous media and the inhibitory efficiency of the HCF-based inhibitor

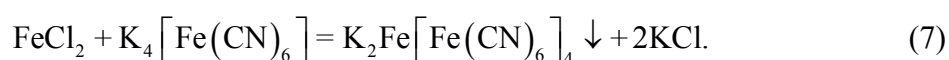
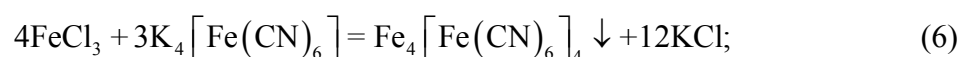
Проба воды	Плот- ность, г/см ³	Мине- ра лиза- ция, г/л	pH	Состав попутно добываемой воды, мг/л							Дози- ров- ка ИСО, г/м ³	Инги- битор- ный эффект, %	
				Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Fe _{общ}			
H ₂ O/ NaCl	Дистиллированная вода, насыщенная NaCl (T = 95 °C; 37,5 г/100 г)										—	2000	61
											—	1000	58
											100	1000	4
№ 1	1,212	302	5,2	187938	63	298	34068	6683	70819	100	1000 2000	0 1	
№ 2	1,225	320	4,6	198576	34	258	52104	4860	60871	38	2000 4000	44 50	
№ 3	1,232	331	4,9	205668	73	274	55110	6683	58716	110	2000 4000	4 7	
№ 4	1,199	288	5,3	177300	54	345	30561	3645	73795	12	2000 4000	55 54	
№ 5	1,207	302	5,7	191484	98	205	31062	10328	69070	80	750	26	
											1000	29	
											1250	30	
											1500	30	
											1750	30	
											2000	33	
№ 6	1,211	315	5,4	198576	73	105	48096	8505	58088	10	1000	0	
											1500	24	
											2000	22	
№ 7	1,233	345	5,7	202122	287,9	208	53106	3038	6579	0	1000	16	
											1500	18	

Результаты испытаний подтвердили высокую эффективность ингибитора при тестировании на дистиллированной воде, насыщенной хлоридом натрия. При дозировках 1000, 2000 г/м³ в отсутствие ионов железа (Fe²⁺, Fe³⁺) зафиксирован ингибиторный эффект (58 и 61 % соответственно), а также хорошо выраженные диспергирующие свойства. Видимый осадок галита в ингибированном растворе отсутствует. Однако введение в раствор ионов железа в концентрации 100 мг/дм³ приводит к резкому снижению ингибирующей способности реагента.

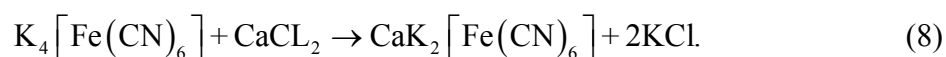
Результаты испытаний на имитатах попутно добываемых вод показали снижение ингибирующей способности реагента по сравнению с насыщенным хлоридом натрия дистиллятом. Установлено, что определяющее влияние на эффективность ингибитора

на основе HCF оказывают общая минерализация и химический состав водной среды, в частности присутствие ионов железа (Fe^{2+} , Fe^{3+}).

Анализ графических зависимостей ингибирующей эффективности реагента от состава водной среды (рис. 3) показал, что в отсутствие ионов железа рост дозировки с 1000 до 2000 г/м³ обеспечивает стабильный ингибирующий эффект на уровне 58–61 %. Введение ионов железа в концентрации 75 мг/дм³ приводит к критическому снижению эффективности до 2 % даже при максимальной дозировке 2000 г/м³, что подтверждает дезактивацию ингибитора вследствие образования нерастворимых комплексных соединений феррицианида железа $\text{Fe}_4[\text{Fe}(\text{CN})_6]_3$ и ферроцианида калия-железа $\text{K}_2\text{Fe}[\text{Fe}(\text{CN})_6]$ по реакции:



Ионы кальция также способствуют связыванию гексацианоферрата (II) калия в растворимый комплекс согласно реакции:



Это ведет к снижению концентрации активного вещества и, как следствие, падению эффективности ингибирования [18].

Снижение эффективности требует кратного увеличения дозировки, что делает применение данного реагента в промышленных условиях экономически нецелесообразным.

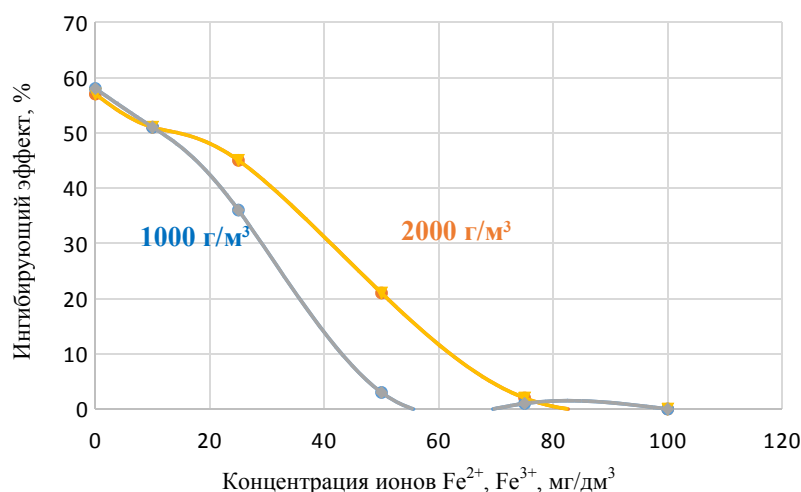


Рис. 3. Зависимость ингибирующего эффекта реагента на основе HCF от дозировки и концентрации ионов железа (Fe^{2+} , Fe^{3+})

Fig. 3. Dependence of the inhibitory effect of an HCF-based reagent on the dosage and concentration of iron ions (Fe^{2+} , Fe^{3+})

На основании проведенных лабораторных исследований, а также принимая во внимание тот факт, что концентрация общего железа в пластовых рассолах месторождений Припятского прогиба в среднем составляет 20–100 мг/дм³, ингибитор галита на основе HCF не рекомендован к промышленному использованию.

Оценка эффективности ингибитора галита на основе нитрилотриацетамида. Испытания ингибитора на основе НТАА в среде насыщенного раствора NaCl показали умеренную эффективность при дозировке 200 г/м³ (31 %) и высокую эффективность при 2000 г/м³ (61 %). При переходе к реальным водам попутно добываемых скважин наблюдалось существенное снижение защитного действия – до 9 и 25 % соответственно, при этом диспергирующие свойства реагента были выражены слабо [17].

Снижение эффективности НТАА в отношении ингибирования галита попутно добываемых вод обусловлено присутствием растворимых солей железа. НТАА является сильным комплексообразователем. В составе молекулы имеется три атома азота и три атома кислорода с неподеленными электронными парами (рис. 4), через которые формируются устойчивые координационные связи с ионами Fe²⁺ и Fe³⁺ по донорно-акцепторному механизму.

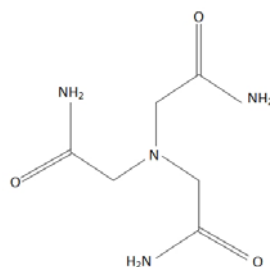


Рис. 4. Структурная формула нитрилотриацетамида

Fig. 4. Structural formula of nitrilotriacetamide

Теоретически максимальное комплексообразование с ионами железа должно протекать в средах, близких к нейтральным. В сильно кислых средах происходит протонирование молекул НТАА с образованием положительно заряженных форм, например, HNTAA⁺ при присоединении иона H⁺. Протонирование происходит преимущественно в кислой среде, так как иону водорода H⁺ энергетически выгоднее образовать прочную ковалентную связь с атомом азота, чем иону железа Fe²⁺, что обусловлено стерическими факторами. Значительный радиус иона Fe²⁺ затрудняет его сближение с неподеленной парой электронов атома азота для эффективного перекрывания орбиталей. Кроме того, громоздкие заместители у атома азота дополнительно экранируют его неподеленную электронную пару.

Образующийся положительно заряженный ион HNTAA⁺ будет взаимодействовать с ионами Cl⁻ на поверхности кристалла галита, экранируя его и блокируя дальнейший рост подобно ингибиторам на основе четвертичных аммониевых солей. В средах, близких к нейтральным, электронные пары НТАА остаются свободными для координации с ионами Fe²⁺ и Fe³⁺, что связывает их комплексы и меняет механизм ингибирования, снижая эффективность в отношении галита.

Таким образом, для пластовых вод Припятского прогиба, имеющих слабокислую или близкую к нейтральной среду (pH 4,7–6,0), условия применения НТАА при содержании в составе вод растворимых соединений железа являются неблагоприятными.

Оценка эффективности ингибитора галита на основе композиции гексацианоферрата (II) калия и нитрилотриацетамида. Проведены лабораторные испытания ингибитора галита на основе композиции HCF и НТАА. Сравнительный анализ показал, что композиционный ингибитор уступает индивидуальному реагенту на основе HCF как по эффективности предотвращения солеотложений, так и по дисперги-

рующей способности. В модельной среде (дистиллированная вода, насыщенная NaCl) максимальный защитный эффект композиции составил 50–57 % в диапазоне концентраций 1000–2000 г/м³.

При испытаниях на попутно добываемых водах добывающих скважин выявлена высокая чувствительность композиции к присутствию растворимых форм железа. В интервале дозировок 500–2000 г/м³ наблюдалось резкое падение ингибирующей способности при увеличении содержания ионов Fe²⁺ и Fe³⁺, что ограничивает применимость данного состава в средах с повышенным содержанием железа.

Подтверждая вышеизложенное, низкая ингибирующая способность композиции на основе НСФ и НТАА обусловлена влиянием растворимых соединений железа так же, как и в случае применения индивидуальных реагентов.

Оценка эффективности диспергирования галита реагентом на основе смеси органических диаминов. В рамках программы по поиску эффективных решений для борьбы с солеотложениями галита БелНИПИнефть проведен комплекс испытаний реагентом на основе органических диаминов (на примере N-коко-1,3-диаминопропана). Согласно техническим данным производителя, механизм действия реагента основан на смещении порога пересыщения воды хлоридными солями в область более низких температур, что эффективно препятствует росту кристаллов хлорида натрия. В результате дозирования реагента в пластовом флюиде образуются мелкодисперсные частицы солей, часть из которых переходит в нефтяную фазу, не оседая на стенках оборудования (дисперсант солей). Это позволяет сократить кратность обработок скважин пресной водой. В состав активной основы реагента входит N-коко-1,3-диаминопропан (RNH(CH₂)₃NH₂, где R – алкильная группа, в основном C₁₂–C₁₄), который широко применяется для предотвращения образования или удаления уже сформированных отложений солей аммония. Данное соединение работает так же, как и нитрилотриацетамид, механизм действия которого описан выше.

Лабораторные испытания на пробах пластовой продукции двух добывающих скважин подтвердили высокую эффективность реагента в отношении галита. Установлено, что оптимальная дозировка составляет 400 г/м³. Результаты опытов подтвердили выраженное диспергирующее действие реагента в условиях исследуемых объектов. Программа опытно-промышленных испытаний (ОПИ) по оценке эффективности диамина охватила три скважины. Технологический эффект от внедрения реагента в промышленных условиях заключается в увеличении межочистного периода (МОП) по обработкам пресной водой с сохранением работоспособности скважинного оборудования, экономический эффект – в снижении транспортных затрат на проведение технологических обработок пресной водой. В табл. 2 приведены результаты ОПИ.

Таблица 2. Результаты опытно-промышленных испытаний реагента на основе N-коко-1,3-диаминопропана на скважинах

Table 2. Results of pilot tests of a reagent based on N-coco-1,3-diaminopropane in wells

Скважина (нумерация условно), месторождение	Предотвращение солеотложе- ний/отказов ГНО	Увеличение МОП (сут.)	Экономический эффект	Итоговый вывод
№ 2 Барсуковское	Выполнено	С 2 до 6 суток	Положительный	ОПИ успешны
№ 3 Мармовичское	Выполнено	С 5 до 15 суток	Положительный	ОПИ успешны
№ 4 Ново- Давыдовское	Выполнено	С 5 до 15 суток	Отрицательный	ОПИ успешны (технологиче- ский эффект)

На скважине Мармовичского месторождения зафиксирован кратный рост содержания солей в продукции – с фоновых 254–366 мг/дм³ до 7312 мг/дм³, что позволило увеличить МОП с 5 до 15 суток. Аналогичная динамика отмечена на скважине Барсуковского месторождения: концентрация солей в нефти возросла с 101–208 мг/дм³ до 4271 мг/дм³, обеспечив плановое увеличение МОП с 2 до 6 суток. На скважине Ново-Давыдовского месторождения в течение 365 суток испытаний все технологические критерии эффективности были соблюдены. Однако экономический эффект достигнут не был: значительный дебит скважины обусловил высокий расход реагента, стоимость которого превысила затраты на традиционные промывки пресной водой, применявшиеся до внедрения технологии.

Таким образом, реагент на основе N-коко-1,3-диаминопропана подтвердил свою работоспособность, на скважинах № 2, 3 и 4 удалось полностью исключить отказы оборудования по причине образования хлоридных солей и достичь целевого увеличения МОП в 3 раза. Расчет затрат на защиту скважин от отложений галита с применением данного реагента в дозировке 400 г/м³ в сравнении с обработками скважин пресной водой, но с учетом различных способов доставки пресной воды к скважинам, показал, что экономически оптимальными методами защиты являются подача пресной воды по водоводу, проведение обработок пресной водой с применением центробежного насоса секционного и автоцистерны. Несмотря на успешное решение технической задачи, внедрение технологии в текущих экономических условиях признано нецелесообразным. Основными сдерживающими факторами являются высокая стоимость реагента и низкая рентабельность его применения в сравнении с традиционным методом промывки.

Оценка эффективности ингибирования галита реагентами на основе фосфоновых соединений. Согласно данным [13], ингибиторы на основе фосфоновых соединений, эффективно предотвращающие образование карбонатных и сульфатных отложений, непригодны для борьбы с галитом. Низкая эффективность обусловлена избирательным сродством фосфоновых групп ($-\text{PO}_3\text{H}_2$) к двухвалентным катионам кальция Ca^{2+} и Mg^{2+} из-за более высокого электростатического притяжения и возможности формирования хелатных структур. Взаимодействие с одновалентным ионом Na^+ значительно слабее, потому что однозарядные катионы мигрируют в растворе в гидратированном состоянии, что препятствует их тесному контакту с фосфоновыми группами. Поэтому формирование устойчивой адсорбционной пленки на поверхности зародышей NaCl не происходит.

Различие в эффективности также продиктовано природой фазовых переходов: если кристаллизация галита лимитируется достижением предела растворимости при высокой минерализации, то осаждение кальцита критически зависит от значения pH и парциального давления углекислого газа. Кроме того, структурное несоответствие кубической сингонии галита и тригональной решетки кальцита (преимущественно ромбоэдрического или призматического габитуса) делает невозможным универсальное применение фосфонатов в качестве модификаторов роста кристаллов для обеих солей. Несмотря на теоретические представления о слабой ингибирующей способности фосфонатов по отношению к галиту, на российском рынке представлены комплексные составы для борьбы с отложениями галита. Состав активных основ базируется на композиционных смесях органических и неорганических фосфорсодержащих соединений (фосфатов, полифосфатов, фосфонатов) в сочетании с полимерами. Вероятно, производители рассчитывают на синергетический эффект: в то время как фосфонаты обеспечивают стабильность системы при наличии сопутствующих двухвалентных катионов кальция и магния, полимерные компоненты и неорганические полифосфаты выступают в роли модификаторов кристаллической решетки NaCl .

В ходе исследования проведены сравнительные статические испытания восьми реагентов-ингибиторов галита от шести различных производителей. Согласно технической документации, основу всех исследуемых образцов составляют фосфоновые соединения. Оценка эффективности ингибирования проводилась как на дистиллированной воде, насыщенной хлоридом натрия, так и на моделях пластовых вод реальных месторождений.

Для семи реагентов экспериментальные данные не подтвердили ингибирующей эффективности исследуемых составов в отношении хлорида натрия. Ни в одной из серий опытов не зафиксировано статистически значимого снижения массы осадка или признаков диспергирования твердой фазы. Отсутствие визуальных изменений габитуса кристаллов (сохранение кубической сингонии) свидетельствует об отсутствии адсорбции фосфоновых групп на активных центрах роста галита. Таким образом, результаты испытаний подтверждают теоретические положения [13] о селективности фосфонатов к двухвалентным катионам и их неспособности блокировать рост кристаллов одновалентных солей даже в составе композиционных смесей.

Высокую ингибирующую способность в отношении галита показал только реагент на основе ОЭДФК и солей цинка. Его ингибирующая способность в отношении галита была подтверждена в различных средах. Химический состав использованных имитатов попутно добываемых вод представлен в табл. 3, а результаты оценки эффективности реагента – в табл. 4.

Анализ представленных в табл. 3 и 4 данных позволяет проследить зависимость защитного действия реагента от минерализации и ионного состава имитатов. В дистиллированной воде, насыщенной хлоридом натрия, характеризующейся отсутствием солей жесткости и растворимых солей железа, ингибитор проявляет максимальную эффективность (до 99 %).

Таблица 3. Физико-химические характеристики имитатов попутно добываемых вод, использованных при испытании реагента на основе ОЭДФК и солей цинка

Table 3. Physicochemical characteristics of produced water imitation samples used in testing the reagent based on OEDPA and zinc salts

Объект исследования (модель воды)	Плотность, г/см ³	Минерализация, г/л	pH	Содержание ионов, мг/дм ³						
				Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Fe _{общ}
Дистиллированная вода, насыщенная NaCl	—	375	—	226900	—	—	—	—	147200	0
Скважина № 67	1,220	319	5,4	198576	107	100	40080	6075	71957	81
Скважина № 160	1,208	300	5,7	184392	88	172	20040	3038	91178	13
Скважина № 45	1,217	309	5,3	191484	59	323	24048	6075	85653	26

Однако при переходе к имитатам попутно добываемых вод наблюдается закономерное снижение ингибирующей способности. Наиболее выраженное падение эффективности (до 77 % при дозировке 200 г/м³) зафиксировано в имитате попутно добываемой воды скважины № 67. Это обусловлено сочетанием высокой концентрации ионов кальция (40048 мг/дм³) и общего железа (81 мг/дм³).

Высокая эффективность данного реагента в минерализованных средах объясняется синергетическим составом на основе ОЭДФК и солей цинка. Чистая ОЭДФК в присутствии высоких концентраций ионов кальция (40 г/л) выпадает в осадок фосфоната кальция по реакции (3). Оксизтилендифосфоновая кислота и цинк образуют устойчивый водорастворимый комплекс цинкат фосфоната ($\text{Na}_2\text{Zn} - \text{ОЭДФК}$). В таком случае цинк в структуре комплекса «блокирует» избыточное взаимодействие фосфоновой группы с кальцием, сохраняя реагент в рабочем состоянии. Возможно, цинкофосфонатный комплекс имеет более специфическое геометрическое соответствие параметрам кристаллической решетки галита, чем просто молекула кислоты, и лучше фиксируется на кристалле хлорида натрия. Данное предположение мы делаем исходя из результатов тестирования – эффективного ингибирования галита.

Таблица 4. Результаты оценки эффективности реагента на основе ОЭДФК и солей цинка

Table 4. Results of the evaluation of the efficiency of the reagent based on OEDPA and zinc salts

Объект испытаний	Содержание Fe^{3+} , мг/дм ³	Дозировка ИСО, г/м ³	Масса осадка NaCl, г, в условиях испытаний		Эффективность ИСО, %
			в контрольном растворе	в растворе с реагентом	
Дистиллированная вода, насыщенная NaCl	—	50	1,298	0,048	96
	—	100	1,748	0,042	98
	—	200		0,024	99
Скважина № 160	1,5	100	1,014	0,073	93
		200		0,068	93
	50	100	0,289	0,047	81
		200		0,056	84
	15	100	0,871	0,016	98
		200		0,013	99
Скважина № 45	25	50	3,365	0,469	86
	50	100	1,791	0,154	91
		200		0,035	98
Скважина № 67	80	50	4,45	3,059	31
		100	2,724	1,129	59
		200		0,615	77

Однако в ходе исследований была выявлена недостаточная агрегативная устойчивость реагента на основе ОЭДФК и солей цинка. При хранении в течение двух месяцев наблюдалось выпадение осадка, что свидетельствует о нестабильности состава и нетехнологичности реагента.

Заключение. Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. Попутно добываемые воды нефтяных месторождений Припятского прогиба имеют сложный полиминеральный состав, по которому существенно отличаются от попутных вод других нефтяных провинций. В технологических процессах добычи нефти высокая минерализация попутной воды и наличие высоких концентраций рас-

творенных хлористых солей приводит к осложнению в виде выпадения галитных солей на поверхности подземного оборудования скважин. Типичные технологии предотвращения данного вида осложнений – применение ингибиторов солеотложений или применение пресной воды для снижения концентрации хлористого натрия в потоке при высокой минерализации – не работают или имеют низкую эффективность.

2. Описан химизм действия представленных на рынке и широко применяемых типичных ингибиторов галитных солеотложений, обоснованы причины их низкой эффективности для предотвращения образования осадков хлористого натрия при эксплуатации скважин нефтяных месторождений Беларуси. Также обоснованы причины низкой эффективности ингибиторов карбонатных солей, применяемых совместно с обработками пресной водой для снижения концентрации хлористого натрия.

3. Настоящей публикацией лишь обозначена проблема, которая до сих пор не решена: отсутствие эффективного ингибитора галитных солеотложений, работающего в условиях высокой минерализации попутно добываемых вод сложного солевого состава, при высоких концентрациях, сопутствующих «вредных компонентов» – ионов железа, кальция. Ключевой задачей для нефтедобывающей промышленности Республики Беларусь остается создание экономически доступного, эффективного отечественного реагента нефтепромысловой химии – галитного ингибитора. Постановка данной задачи предопределяет необходимость применения комплексного подхода к ее решению: отработка методов лабораторных испытаний по оценке эффективности реагентов, отвечающих реальным нефтепромысловым условиям; обоснование механизма действия ингибиторов в заданных условиях; оценка эксплуатационных свойств реагентов и их совместимости с другими, применяемыми в технологических процессах; промысловые испытания и подтверждение заявленной эффективности; разработка и обоснование технологии применения; промышленное внедрение.

Литература

1. Чоловский, И. П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов : учеб. пособие для вузов / И. П. Чоловский, М. М. Иванова, Ю. И. Брагин. – М. : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2006. – 680 с.
2. Кашавцев, В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кашавцев, И. Т. Мищенко. – М. : Орбита-М, 2004. – 432 с.
3. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / С. Ф. Люшин, А. А. Глазков, Г. В. Галева [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 1983. – 100 с.
4. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк, В. Д. Порошин, Ю. П. Гаттенбергер [и др.]. – М. : ГЕОС, 2007. – С. 118–122.
5. Проблема отложения галита в высокоминерализованных средах: причины, механизм, управление / И. В. Валекжание, Э. Р. Ишмияров, А. Ю. Пресняков [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 10. – С. 65–78.
6. Подбор эффективных технологий для борьбы с солеотложениями (гипс, кальцит, галит) на Ярактинском и Даниловском месторождениях / А. Н. Черемисин, А. А. Горланов, Д. Д. Романова [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 11. – С. 56–61.
7. Проблема отложения галита при разработке нефтяных месторождений / Л. А. Анисимов, Р. Д. Ситдинов, В. В. Зашихин, Е. А. Химов // Недропользование XXI век. – 2022. – № 6. – С. 42–47.
8. Гамолин, О. Е. Предотвращение галитных солеотложений из высокоминерализованных пластовых вод Иркутской области / О. Е. Гамолин, Ф. Я. Канзафаров, Р. Г. Джабаров // Химия нефти и газа : материалы IX Междунар. конф. – Томск, 2015. – С. 362–367.

9. Kirk, Joseph W. A Protocol to Inhibit the Formation of Natrium Chloride Salt Blocks / Joseph W. Kirk, James B. Dobbs // Materials of SPE Oilfield Scale Symposium. Aberdeen, United Kingdom, 30–31 january 2002. – SPE 74662.
10. Wylde, J. J. Halite Scale Formation Mechanisms, Removal and Control: A Global Overview of Mechanical, Process and Chemical Strategies / J. J. Wylde, J. L. Slayer // Materials of SPE International Symposium «Oilfield Chemistry». The Wooldlands, Texas, USA, 2013. – SPE 164081.
11. Ракутько, А. Г. К вопросу оценки выбора минимальной концентрации реагента для ингибиторной защиты скважин от солеотложений / А. Г. Ракутько, О. А. Стоцкая // Нефтяник Полесья. – 2024. – № 2 (46). – С. 100–105.
12. Стоцкая, О. А. Влияние растворимых соединений железа на эффективность ингибиторов солеотложений / О. А. Стоцкая, А. Г. Ракутько // Нефтепромысловая химия : материалы XII Междунар. (XX Всерос.) науч.-практ. конф. – Москва, 25 июня 2025 г. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2025. – С 150–153.
13. Малкольм, А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли : пер. с англ. / Малкольм, А. Келанд. – 2-е изд. ; под ред. Л. А. Магадовой. – СПб. : Профессия, 2015. – 608 с.
14. Mechanistic Study of Chemicals Providing Improved Halite Inhibition / H. Guan, R. Keatch, C. Benson [et al.] // Oilfield Scale: Materials of SPE International Conference. – Aberdeen : UK, 2008. – SPE 114058.
15. Understanding the Mechanism of Halite Inhibitor and Evaluation of Halite Scale Inhibitor by static and Dynamic Tests / T. Chen, H. Montgomerie, P. Chen [et al.] // Materials of SPE International Symposium «Oilfield Chemistry». The Wooldlands, Texas, USA, 2009. – SPE 121458.
16. Стоцкая, О. А. Борьба с солеотложениями при добыче нефти в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / О. А. Стоцкая, А. Г. Ракутько // Материалы II Международного научно-технического и инвестиционного форума по химическим технологиям и нефтегазопереработке, Минск, 16–18 сент. 2019. – Минск : БГТУ, 2019. – С. 65–69.
17. Стоцкая, О. А. Подбор и лабораторное тестирование ингибиторов солеотложений галита в БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / О. А. Стоцкая, А. Г. Ракутько // Нефтепромысловая химия : материалы VIII Междунар. (XVI Всерос.) науч.-практ. конф., Москва, 24 июня 2021 г. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2021. – С. 121–124.
18. Weiss, W. Изучение применения в промышленных условиях хлорида натрия / W. Weiss, L. Brandvold // Нефтегазовые технологии. – 2011. – № 8. – С. 17–18.

References

1. Cholovskii I. P., Ivanova M. M., Bragin Y. I. *Oil and gas field geology of hydrocarbon deposits*. Moscow, Izd-vo “Neft’ i gaz” RGU nefti i gaza im. I. M. Gubkina, 2006. 680 p. (in Russian).
2. Kashchavtsev V. E, Mishchenko I. T. *Salt formation during oil production*. Moscow, Orbita-M Publ., 2004. 432 p. (in Russian).
3. Lyushin S. F., Glazkov A. A., Galeva G. V., Antipin Y. V., Syrtalanov A. Sh. *Deposits of inorganic salts in wells, near-wellbore formation zone and methods of their prevention*. Moscow, VNIIOENG Publ., 1983. 100 p. (in Russian).
4. Mulyak V. V., Poroshin V. D., Gattenberger Y. P., Abukova L. A., Lesukhina O. I. *Hydrochemical methods of analysis and control of oil and gas field development*. Moscow, GEOS Publ., 2007. pp. 118–122 (in Russian).
5. Valekzhanie I. V., Ishmiyarov E. R., Presnyakov A. Y., Garifullin A. R., Voloshin A. I. The problem of halite deposition in highly mineralized environments: causes, mechanism, and management. *Neftpromyslovoe delo*, 2019, no. 10, pp. 65–78 (in Russian).
6. Cheremisin A. N., Gorlanov A. A., Romanova D. D., Shchetkin V. N., Lebedeva I. P., Chertovskikh E. O., Sabanchin I. V., Voloshin A. I. Selection of effective technologies for combating salt deposits (gypsum, calcite, halite) at the Yarakinskoye and Danilovskoye fields. *Neftpromyslovoe delo*, 2017, no. 11, pp. 56–61 (in Russian).

7. Anisimov L. A., Sitdikov R. D., Zashikhin V. V., Khimov E. A. The problem of halite deposition in oil field development. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2022, no. 6, pp. 42–47 (in Russian).
8. Gamolin O. E., Kanzaarov F. Ya., Dzhabarova R. G. Prevention of halite scale deposits from highly mineralized formation waters of the Irkutsk region. *Khimiya nefi i gaza: materialy IX Mezhdunarodnoi konferentsii* [Chemistry of Oil and Gas: Proceedings of the IX International Conference]. Tomsk, 2015, pp. 362–367 (in Russian).
9. Kirk Joseph W., James B. Dobbs. A Protocol to Inhibit the Formation of Natrium Chloride Salt Blocks. *Materials of SPE Oilfield Scale Symposium*. Aberdeen, United Kingdom, 30–31 january 2002, SPE 74662.
10. Wylde J. J., Slayer J. L. Halite Scale Formation Mechanisms, Removal and Control: A Global Overview of Mechanical, Process and Chemical Strategies. *Materials of SPE International Symposium "Oilfield Chemistry"*. The Wooldlands, Texas, 2013, SPE 164081.
11. Rakut'ko A. G., Stotskaya O. A. On the Issue of Minimum Concentration of Reagent Selection Assessment for Inhibitory Protection of Wells from Salt Deposits. *Neftyanik of Polesye*, 2024, no. 2 (46), pp. 100–105 (in Russian).
12. Stotskaya O. A., Rakut'ko A. G. Evaluation of the dissolution of metal compounds on the effectiveness of scale inhibitors. *Neftepromyslovaya khimiya: materialy XII Mezhdunar. (XX Vseros.) nauchno-prakticheskaya konferentsiya* [Oilfield Chemistry: Proceedings of the XII International (XX All-Russian) Scientific and Practical Conference]. Moscow, 2025, pp. 150–153 (in Russian).
13. Malkol'm A. *Industrial chemistry in the oil and gas industry*. Ed. Magadovoi L. A. Saint Petersburg, Professiya Publ., 2015. 608 p. (in Russian).
14. Guan H., Keatch R., Benson C., Grainger N., Morris L. Mechanistic Study of Chemicals Providing Improved Halite Inhibition. *Oilfield Scale: Materials of SPE International Conference*, Aberdin, Velikobritaniya, 2008. SPE 114058.
15. Chen T., Montgomerie H., Chen P., Jackson T., Vikane O. Understanding the Mechanism of Halite Inhibitor and Evaluation of Halite Scale Inhibitor by static and Dynamic Tests. *Materials of SPE International Symposium "Oilfield Chemistry"*, Texas, 2009, SPE 121458.
16. Stotskaya O. A., Rakut'ko A. G. Combating salt deposits during oil production at the Republican Unitary Enterprise "Production Association "Belorusneft". *Materialy II Mezhdunarodnogo nauchno-tekhnicheskogo i investitsionnogo foruma po khimicheskim tekhnologiyam i neftegazopererabotke, Minsk, 16–18 sent. 2019* [Proceedings of the II International Scientific, Technical and Investment Forum on Chemical Technologies and Oil and Gas Refining, Minsk, September 16–18, 2019]. Minsk, Belorusskii gosudarstvennyi tekhnologicheskii universitet, 2019, pp. 65–69 (in Russian).
17. Stotskaya O. A., Rakut'ko A. G. Selection and laboratory testing of halite scale inhibitors at BelNIPIneft RUE "Production Association "Belorusneft". *Neftepromyslovaya khimiya: materialy VIII Mezhdunar. (XVI Vseros.) nauch.-prakt. konf., Moskva, 24 iyunya 2021 g.* [Oilfield Chemistry: Proc. of the VIII International (XVI All-Russian) Scientific and Practical Conf., Moscow, June 24, 2021]. Moscow, RGU nefi i gaza (NIU) im. I. M. Gubkina, 2021, pp. 121–124 (in Russian).
18. Weiss W., Brandvold L. Study of the field application of sodium chloride. *Neftegazovye tekhnologii*, 2011, no. 8, pp. 17–18 (in Russian).

Информация об авторах

Ракутько Александра Георгиевна – директор. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Rakutko@beloil.by@beloil.by

Стоцкая Оксана Анатольевна – ведущий научный сотрудник отдела аналитических исследований. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: O.Statskaya@beloil.by@beloil.by

Information about the authors

Rakutko Alexandra Georgievna – Director. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Rakutko@beloil.by@beloil.by

Stotskaya Oksana Anatolyevna – Leading Researcher of the Analytical Research Department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: O.Statskaya@beloil.by@beloil.by

Поступила в редакцию 28.04.2026

УДК 553.98

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ В НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

П. П. ПОВЖИК^{1, 2}, А. И. КОРОТКЕВИЧ², П. В. АСВИНОВА^{1, 2}

¹Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого, Республика Беларусь

²РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель

Аннотация. Представлен комплексный подход к уточнению и корректировке подсчетных параметров, направленный на повышение достоверности оценки запасов углеводородов в нетрадиционных сланцево-карбонатных коллекторах.

Ключевые слова: нетрадиционные запасы, подсчет запасов, сланцево-карбонатные коллекторы, нанопористость, ультранизкопроницаемые коллекторы, объемный метод, пиролиз.

Для цитирования. Повжик, П. П. Пути повышения достоверности подсчета запасов нефти в нетрадиционных коллекторах Припятского прогиба / П. П. Повжик, А. И. Короткевич, П. В. Асвинова // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4). – С. 23–32.

WAYS TO IMPROVE THE RELIABILITY OF OIL RESERVES ESTIMATION IN UNCONVENTIONAL RESERVOIRS OF THE PRIPYAT TROUGH

P. P. POVZHNIK^{1, 2}, A. I. KOROTKEVICH², P. V. ASVINOVA^{1, 2}

¹Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus

²RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel

Abstract. The paper presents a comprehensive approach to the refinement and adjustment of petrophysical input parameters (or calculation parameters), aimed at improving the reliability of hydrocarbon reserves estimation in unconventional shale-carbonate reservoirs

Keywords: unconventional reserves, reserves estimation (or reserves calculation), shale-carbonate reservoirs, nanoporosity, ultralow-permeability reservoirs, volumetric method (or volumetric estimation method), pyrolysis.

For citation. Povzhik P. P., Korotkevich A. I., Asvinova P. V. Ways to improve the reliability of oil reserves estimation in unconventional reservoirs of the Pripyat Trough. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 23–32 (in Russian).

Введение. В среднесрочной перспективе основную базу прироста нефтедобычи нефтяных компаний будут составлять именно трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ). В Беларуси доля ТриЗов в общем объеме остаточных извлекаемых запасов по состоянию на 01.01.2025 г. составляет 77 %, что говорит об истощении традиционных запасов и техническом прогрессе в разработке трудноизвлекаемых. Разработка и эффективное освоение этих ресурсов требуют максимально точного определения подсчетных параметров и, соответственно, достоверной оценки запасов. Существующие методики подсчета, основанные на объемном методе, демонстрируют существенные расхождения с геохимическими оценками, что создает неопределенность в планировании разработки и ресурсной базе.

Цель работы. Сформировать комплекс рекомендаций и методологических уточнений для повышения достоверности подсчета запасов углеводородов (УВ) в нетрадиционных сланцево-карбонатных коллекторах доманикового типа.

Материалы и методика проведения исследований. Геолого-геофизические и лабораторные данные, использован комплексный подход, сочетающий теоретическое обобщение, сравнительный анализ и разработку практических алгоритмов корректировки.

Описание работы. Низкопроницаемые коллекторы с доказанной нефтегазоносностью в пределах Припятского прогиба представлены в разрезе Речицкого (I–III пачки) и Северо-Домановичского (III блок) месторождений. Данные коллекторы, которые по сути не являются коллектором в классическом понимании, представлены сланцево-карбонатной нефтематеринской системой: тонкослоистое чередование кремнисто-глинистых, карбонатных и высокоуглеродистых пород. В контексте данной характеристики сразу можно отметить сложную литологию как фактор и уникальную геологическую особенность.

Исследователи отмечают [1], что доминирующим типом пористости является нанопористость, представленная межкристаллическим пространством в минералах и порах внутри органического вещества (органогенная пористость) [2]. Мелкие кристаллические зерна, которые и составляют описываемые коллекторы, создают условия развития нанопористости. По результатам петрофизических исследований [3] около 80 % объемной емкости отложений I–III пачки составляют поры радиусом меньше 10 мкм. Следующей особенностью является низкая проницаемость, а порой и аномально низкая в нанодарсиевом диапазоне.

Породы I–III пачки Речицкого месторождения относятся к нетрадиционным коллекторам смешанного типа – это нефтематеринские породы с распространением нефтенасыщенных коллекторов. Основными литотипами Речицкого месторождения являются кремнистые доломиты. Во всех пачках отмечается повышенное содержание нефтематеринского керогена. Отложения III пачки содержат в основном только кероген. По геохимическим исследованиям большая часть коллекторов Речицкого месторождения распространена в I пачке и верхней части II пачки – интервал 0–30 м от кровли межсолевой толщи [4]. Кероген относится ко II–II/III типу (смешанный морской тип, генерация преимущественно нефти), находится на стадии зрелости ПКЗ-МК2, что соответствует границе нефтяного окна. Кероген сопредельных территорий вступил в активную стадию нефтегенерации МК1-2. Средняя температура $T_{\max}$ находится в интервале 425–440 °С, что соответствует стадии зрелости ПКЗ-МК2 [5].

Породы III блока петриковско-елецких отложений Северо-Домановичского месторождения – это нефтематеринские породы с распространением нефтенасыщенных коллекторов. Средний ТОС составляет 1,3 вес. %. По минеральному составу преобладает тонкослоистый кремнистый доломит (80–90 % разреза), второстепенные литотипы – глинистый известняк, силицит и доломитовый мергель. Глинистые и кремнистые породы представлены тонкими прослоями по керну, но по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) образуют слитный высокогаммовый разрез. Средняя температура $T_{\max}$ находится в интервал 420–430 °С, что соответствует стадии зрелости ПКЗ либо незрелому ОВ, на границе нефтяного окна. Это говорит о том, что кероген в сводовой части III блока С-Домановичского месторождения не генерировал УВ либо находится в ранней стадии генерации тяжелых УВ [6].

Для формирования обоснованного прогноза запасов нефти нетрадиционных коллекторов требуется изучение и сопоставление опыта других стран. Опыт освоения сланцевых коллекторов США нельзя не отметить, так как сланцевая нефть (shale, tight oil) составляет около 64 % всей добычи сырой нефти, а сланцевый газ – около 78 % [7]. Опыт США базируется на применении объемного (вольюметрического) метода, а также он

дополняется анализом кривых падения добычи (decline curve analysis, DCA) для определения извлекаемых запасов.

Ключевым вызовом для объемного метода является получение значений достоверной эффективной пористости и подвижной нефтенасыщенности [1, 2]. Для оценки пористости используется ядерный магнитно-резонансный каротаж (ЯМК) и сканирующая электронная микроскопия (СЭМ) для исследования образцов горных пород на микроуровне. Первый метод позволяет определить структуру порового пространства, разделив и распределив его по размеру, и характер насыщающего флюида, а также исключаются нанопоры вследствие коротких времен релаксации и ограниченной подвижности флюидов (регистрируемый ЯМР-сигнал либо отсутствует, либо расценивается как связанная фракция). Второй метод определяет морфологию пор, типы минералов и глин.

Параметр нефтенасыщенности определяется не только по электрическому сопротивлению, но и по показателям легких УВ по результатам пиролиза ($S_0 + S_1$), так как электрическое сопротивление отражает как подвижную, так и неподвижную нефть. Откалибровав ЯМК по данным S_1 , возможно определить, какая часть объема УВ находится в крупных подвижных порах (поперечное время релаксации больше, медленная релаксация), а какая – в нанопорах (быстрая релаксация). Помимо сопоставления геохимии и геофизики используется метод изотермической десорбции. Имитируя пластовые условия, определяется фактическое содержание свободного флюида в пластовых условиях: эксперимент проводят в десорбционной ячейке или на сорбционных микровесах при имитации пластовой температуры и давления (в вакууме или с использованием инертного переносного газа – N_2/He). Полученные величины переводят в массу/объем на единицу массы зерна или на объем порового пространства и сопоставляют с объемными оценками.

Определение эффективной нефтенасыщенной толщины происходит по трем граничным значениям: граничная пористость, граничный объем и граничный объем глин. Суммируя пропластки, прошедшие такой «фильтр», определяется нефтенасыщенная толщина. Тут же отметим принцип «Net Pay» (Чистая продуктивная толщина) – это суммарная толщина интервалов внутри вскрытой формации с достаточной насыщенностью УВ и фильтрационно-емкостных свойств для обеспечения экономически выгодного притока с применением существующих технологий. Хотя существует также опыт, при котором принимается вся толщина формации, подвергаемая стимуляции (ГРП). Но в этом случае средневзвешенная пористость и нефтенасыщенность претерпевают изменения в их определении.

Основным отличием подсчета запасов в нетрадиционных коллекторах является использование еще одного метода DCA, или метода анализа падения дебитов, с помощью которого методом экстраполяции зависимости дебита от времени определяют будущую добычу. Для этого применяют модифицированные модели: гиперболическое падение, модель Арпса с экспоненциальным переходом или замещающей кривой; в расчетах учитывают многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) и ограниченный приток [6].

DCA дает параметр EUR (estimated ultimate recovery) – окончательный извлекаемый объем по данной скважине. В интеграции статического и динамического методов возможно обеспечить двустороннюю проверку и корректировку полученных результатов подсчета запасов. Если коэффициент извлечения нефти (КИН) выходит за разумные пределы, то необходима корректировка геологических параметров. Таким образом, в американской практике объемный метод используется для статического ресурса (OOIP), а DCA – для оценки динамической [2].

Опыт коллег из России базируется на Временном методическом руководстве [7]. Первичным и основным методом оценки запасов нефти является объемный метод, но с внесением поправок в подсчетные параметры. Для более достоверной оценки рекомендовано сравнивать запасы с другими методами, например, с пиролизическим. Данная методика применяется вследствие того, что объемный метод не учитывает катагенетическое преобразование ОВ и достоверное определение параметров посредством ГИС весьма затруднительно, а в случае со стандартным комплексом абсолютно невозможно. Для дополнения и уточнения, как было изложено выше, используется пиролизический метод, в сравнении с которым можно более реально взглянуть на запасы.

В случае с объемным методом для определения геофизических параметров рекомендован расширенный комплекс ГИС: ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), спектральный гамма-каротаж (СГК), каротаж сопротивления (КС), высокочастотный импедансный каротаж (ВИКИЗ), акустический каротаж (АК), гамма-гамма-каротаж плотностного типа (ГГК-П) и индукционный каротаж (ИК). Нефтенасыщенность принимается в пределах 80–90 %. Свойства нефти определяют по отборам глубинных проб.

В Республике Беларусь подсчет запасов нефти в нетрадиционных коллекторах Припятского прогиба проводится двумя методами: объемным и пиролизическим (табл. 1). Объемный метод является первичным, однако связан с проблемой отсутствия достоверного алгоритма интерпретации геофизических исследований, по которым определяются подсчетные параметры, а некоторые интервалы на начальных стадиях интерпретации совсем не выделяются. Тем не менее объемный метод подсчета запасов остается основным, а вместе с ним и пиролизический метод занимает важное место в оценке перспектив нефтегазоносности.

Таблица 1. Анализ и сравнение результатов подсчета запасов нефти

Table 1. Analysis and Comparison of Oil Reserves Calculation Results

Категория	Объемный метод, усл. ед.	ТОС (total organic carbon), усл. ед.	Легкие и тяжелые УВ, усл. ед.
I–III пачка Речицкого месторождения			
C ₁	22458	44271	32987
C ₂	5247	22564	16916
C ₁ + C ₂	27705	66835	49903
III блок Северо-Домановичского месторождения			
C ₁	1253	3233	2455
C ₂	1284	5759	4187
C ₁ + C ₂	2537	8992	6642

Результаты подтверждают ключевую методическую проблему подсчета нефти в нетрадиционных коллекторах и создают базу для дальнейших рассуждений вокруг нее. Метод, основанный на пиролизе, систематически дает более высокие оценки запасов, чем объемный метод: в 1,8 раза больше на Речицком месторождении и в 2,7 раза больше на Северо-Домановичском месторождении. Это обусловлено фундаментальными различиями в том, что оценивает каждый метод. Метод, основанный на общем органическом углероде (ТОС), дает максимально высокую оценку (66835 и 9022 усл. ед. соответственно) и является оценкой ресурсного потенциала – нефти,

которая могла быть сгенерирована. Сравнение с объемным методом в данном случае некорректно.

Во всех представленных категориях (C1 и C2) и по обоим месторождениям наблюдается систематическое и критическое занижение запасов по объемному методу по сравнению с геохимическими оценками. Такое расхождение можно объяснить геологической особенностью пород-коллекторов: объемный метод не учитывает микро- и нанопоры, связанные с ОВ, а органогенная пористость (нанопоры в керогене) составляет часть общего порового объема.

Учитывая вышепредставленный факт и то, что добыча из данных залежей проводится после МГРП, возможно предположить, что не только пористые, но и органобогащенные слои, обладающие микро- или нанопористостью, могут быть коллекторами вследствие создания искусственной трещиноватости.

Также можно выдвинуть предположение, что кероген искажает показания в ГИС из-за своих значений плотности (по сравнению с минеральной матрицей). Кероген (непроводящий углерод) искажает показания плотностного и нейтронного каротажей, а также влияет на удельное сопротивление, если он частично замещает поровое пространство.

В случае с геохимическими исследованиями показательными являются значения $S_0 + S_1$, позволяющие оценить содержание легких УВ. Их значения значительно ниже по сравнению с результатами объемного метода. Как правило, запасы по объемному методу сравниваются с подсчетом легких и подвижных УВ ($S_0 + S_1$), но в случае с нефтями подсчетных объектов, отобранные пробы отличаются высоким содержанием асфальто-смолистых веществ [8], а значит более корректно учитывать и часть S_2 , что и сделано в ходе работ по подсчету [9, 10].

Если говорить о занижении возможных запасов при оценке объемным методом, то можно отметить возможное завышение по пиролизическому. Первый довод в защиту данного предположения: значения ТОС и $S_0 + S_1$ могут варьироваться в зависимости от проведенного исследования. Так, результаты исследований, приведенных во Временном методическом руководстве [7], указывают на то, что результат исследования, проведенного на кусочках керна, по сравнению с результатом на навеске практически в два раза ниже, что говорит об эффекте масштабирования. Пиролизические исследования выполняются на навеске породы, поэтому не исключено, что значения легких УВ могут быть завышены в сравнении с реальными данными в пластовых условиях.

Также можно предположить, что мы учитываем весь объем УВ, выделившегося при сжигании, но не весь объем может быть доступен в пластовых условиях. Приведем еще один аргумент в пользу этого утверждения: захват свободных УВ структурой керогена. Результат эксперимента по пиролизу экстрагированного образца породы показал наличие подвижных УВ $S_0 + S_1$ [11]. То есть можно утверждать, что не весь объем подвижных УВ доступен к добыче, а значит возможно применение корректировочных коэффициентов при подсчете запасов пиролизическим способом.

В дополнение к предыдущему доводу отметим сорбционный эффект керогена. Пиролиз не различает свободные и адсорбированные легкие УВ.

К проблеме определения легких УВ также следует отнести отсутствие точной границы термического испарения пика S_1 и деструкции S_2 [11]. Стандартно в экспериментах пиролиза по Rock-Eval предел термического испарения ограничен значением 300 °C. Однако испарение может быть как в низкотемпературном интервале, так и в высокотемпературном. При этом чем больше масса свободных УВ, тем меньшее их количество выходит на низкотемпературном интервале и большее при $T > 280$ °C [11]. Из-за высокой молекулярной массы смол, а также значительных сил, удержи-

вающих их в указанной оболочке, смолы (ароматические фрагменты, не связанные с керогеном химическими силами) будут выходить из него при повышенных температурах.

Также можно выдвинуть предположение, что из-за различной зрелости пород по площади физико-химические свойства нефти могут отличаться: в менее зрелых зонах нефть может быть тяжелой и вязкой, а в более «прогретых» зонах – более легкой. Но вопрос учета данной особенности в объемном определении запасов остается открытым.

В итоге мы имеем ряд факторов, которые могут так или иначе влиять на результат подсчета запасов, и некоторые из них могут быть довольно противоречивыми. Например, пиролитический метод может завышать значения за счет проведения исследования на навеске породы, часть подвижных УВ захвачены керогеном и недоступны к извлечению, но вместе с тем факт продолжения испарения подвижных УВ в высокотемпературном интервале говорит о «недооцененности» значений. Все эти доводы приведены в табл. 2.

Таблица 2. Влияние различных факторов на подсчет запасов нефти нетрадиционных залежей

Table 2. Influence of Various Factors on the Calculation of Oil Reserves in Unconventional Reservoirs

Методическая проблема	Влияние на метод	Следствие (искажение запасов)
Неучтенная микро- и нанопористость	Объемный	Занижение (недоучет фактического объема УВ)
Искусственная трещиноватость после МГРП	Объемный	Занижение (возможное занижение $h_{эф}$)
Эффект масштабирования (исследование на навеске/на кусочках керна)	Пиролитический	Завышение (высвобождение УВ при разрушении структуры породы)
Захват УВ структурой кероена	Пиролитический	Завышение (включение недоступных к извлечению УВ)
Невозможность различить свободных и адсорбированных легких УВ	Пиролитический	Завышение (адсорбированные УВ являются неподвижными)

Одним из ключевых аспектов в корректном определении запасов объемным методом является определение роли микро- и нанопор в добыче. Современные гидродинамические исследования скважин (ГДИС) адаптируются под нетрадиционные коллекторы. Например, возможно проведение кривой восстановления давления, которая может указать переток УВ из низкопроницаемой матрицы в высокопроницаемые трещины и дать лучшее представление о режимах работы [4]. В частности, проведение кривой восстановления давления способно выявлять переток УВ из низкопроницаемой матрицы в искусственно созданные высокопроницаемые трещины, что дает количественное представление о фильтрационных характеристиках пласта.

В целях повышения достоверности оценки извлекаемых запасов, с учетом обширного промыслового опыта разработки I–III пачки Речицкого месторождения, предлагается применение анализа кривых падения добычи (DCA). Полученное на основе DCA третье значение извлекаемых запасов будет использовано для контрольного сравнения с результатами, полученными двумя основными методами подсчета. Такой независимый верификационный контур позволит идентифицировать проблемные зоны, что выразится в необходимости корректировки КИН или уточнения ключевых подсчетных параметров для обеспечения соответствия геологических моделей и фак-

тических показателей разработки. Однако данный метод предполагает рассмотрение каждой скважины как отдельной гидродинамической системы, что для Речицкого месторождения может оказаться трудозатратным.

Для решения проблемы завышения результатов по пиролитическому методу, вызванного захватом УВ структурой керогена и процессами адсорбции, необходимо введение лабораторных корректирующих коэффициентов. Например, пиролиз экстрагированного образца. Этот способ помог бы определить часть легких УВ, недоступных к извлечению. Приведем основные этапы процесса пиролиза:

- 1) стандартный пиролиз;
- 2) экстракция породы;
- 3) пиролиз экстрагированного образца;
- 4) расчет корректирующего коэффициента.

По результату сравнения пиролиза неэкстрагированного и экстрагированного образцов возможно выведение поправочного коэффициента.

Также при корреляции геохимических параметров возможен пересмотр критериев выделения коллектора в контексте пористости, основываясь на предположении, что при создании искусственных трещин возможна работа пропластков, неучтенных ранее. Но данное предположение было бы более основательно после подтверждения факта работы микро- и нанопор по результатам ГДИС.

Корректировка подсчета объемным методом по причине различной степени преобразования ОВ предстает собой одну из методологических проблем. Одним из возможных способов интеграции данной особенности является подсчет запасов по полям, ограниченными значениями зрелости (например, $T_{\max}$), с применением дифференциации данных полей по физико-химическим свойствам нефтей, которые в частности отражают степень зрелости ОВ.

Корректировка подсчета запасов нетрадиционной нефти объемным методом, обусловленная латеральной изменчивостью степени термической преобразованности ОВ, представляет собой сложную методологическую проблему. Возможным решением является двухэтапная интеграция данного фактора: первичное сегментирование залежи осуществляется по пороговым значениям температурной зрелости (например, по показателю $T_{\max}$ или R_o). Внутри этих ограниченных зон дальнейшая дифференциация параметров подсчета и их корректировка проводится с использованием физико-химических свойств флюидов (прежде всего, плотности и вязкости нефти), поскольку они непосредственно отражают степень катагенетической преобразованности ОВ и являются надежным индикатором качества коллектора и потенциала извлечения УВ. То есть рассмотрение цепочки «степень зрелости – физико-химические свойства нефти» как причинно-следственную связь и корреляции данных для дальнейшего зонирования.

Таким образом, корреляция объединяет геохимические данные с физикой пласта, превращая качественный показатель зрелости в количественные, пространственно-зависимые параметры подсчета запасов.

Также важным корректирующим шагом стало построение модели по геохимическим данным – прогноз ключевых геохимических параметров и исключение из площади подсчета областей, потенциально не содержащих подвижных УВ. Данный способ уже применен в подсчете запасов специалистами БелНИПИнефть.

Резюмируя вышеизложенные доводы, возможно сформировать алгоритм мероприятий по повышению достоверности подсчета запасов нефти в нетрадиционных коллекторах:

1. *Проведение современных ГДИС*, адаптированных для нетрадиционных коллекторов, – для выявления перетока УВ из низкопроницаемой матрицы в высокопроницаемые трещины и лучшего представления о режимах работы скважин.

2. Применение кривых падения добычи (DCA) в качестве контрольного метода оценки запасов УВ и КИН.

3. Проведение пиролиза экстрагированных и неэкстрагированных образцов для выделения поправочного коэффициента захвата свободных УВ структурой керогена.

4. В рамках подсчета объемным методом сегментирования залежи по пороговым значениям температурной зрелости и физико-химическим свойствам нефти.

5. Построение геологической модели согласно прогнозу распространения свободных УВ на основе имеющихся результатов пиролиза и исключение из подсчета зон, потенциально не содержащих подвижных УВ.

Заключение. Основной проблемой при оценке запасов является расхождение результатов объемного и геохимического (пиролитического) методов, при котором объемный метод систематически занижает, а пиролитический потенциально завышает фактические запасы. Причинами этого являются неучтенные микро- и нанопористости, эффект МГРП, а также эффект масштабирования при проведении пиролиза и захват УВ структурой керогена. На основании проделанной работы по повышению достоверности подсчета запасов нетрадиционных коллекторов разработан алгоритм мероприятий для устранения выявленных методических проблем и дальнейшей корректировки подсчетных параметров.

Исследования выполнены в рамках задания ГПНИ «Рациональное природопользование» на 2026–2030 гг., НИР 3 «Изучение нефтепроявлений на недостаточно изученных территориях Припятского прогиба с целью прогнозирования месторождений углеводородов» (номер госрегистрации № ГР 20261696).

Литература

1. Lee, J. P. S. Integration of NMR and Geochemistry in Unconventional Shale Reservoirs / J. P. S. Lee, M. G. Wilson // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 Sept. – 2 Oct. 2013, New Orleans, Louisiana, USA. – Richardson : SPE, 2013. – P. 1–15.
2. Curry, S. A. Estimation of In-Place Hydrocarbon Volume and Remaining Potential in Unconventional Reservoirs Using Geochemical Methods / S. A. Curry, P. G. Hatcher // SPE Unconventional Resources Conference, 10–12 Apr. 2019, Denver, Colorado, USA. – Richardson : SPE, 2019. – P. 1–12.
3. Повжик, П. П. Научно-методическое обоснование технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти Припятского прогиба : дис. ... д-ра техн. наук : 2.8.4 / П. П. Повжик ; Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. – Пермь, 2024. – 356 с.
4. Pressure Transient Analysis for Fractured Shale Gas Wells Using Trilinear Flow Model // Scientific.Net. – 2023. – Vol. 12, N 12. – URL: <https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2652> (<https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2652>). (date of access: 08.10.2025).
5. How much shale (tight) oil is produced in the United States? // U.S. Energy Information Administration. – Last updated: March 28, 2024. – URL: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=847&t=6> (date of access: 05.10.2025).
6. Mohaghegh, S. D. The Application of Decline Curve Analysis to Shale Gas and Tight Oil Reservoirs: Best Practices and Pitfalls / S. D. Mohaghegh, H. G. Al-Anazi // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2015. – Vol. 18, N 4. – P. 534–545.
7. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещиннопоровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4. – С. 68–101.
8. Асвинова, П. В. Методология подсчета запасов высоковязкой нефти в ультранизкопроницаемых коллекторах / П. В. Асвинова // Молодежь в науке – 2024 : тез. докл. XXI Междунар. науч. конф. молодых ученых, Минск, 29–31 окт. 2024 г. : в 2 ч. Ч. 2. Медицинские, физико-математические, физико-технические науки, химия и науки о Земле / Нац. акад.

- наук Беларуси, Совет молодых ученых ; редкол.: В. Г. Гусаков (гл. ред.) и др. – Минск : Беларус. навука, 2024. – С. 450–452.
9. Изучение дальнейшей перспективы освоения низкопроницаемых нетрадиционных пород-коллекторов отложений I–III пачки Речицкого месторождения; исследование перспектив нефтегазоносности отложений елецко-петриковского возраста северной зоны (заключительный) : отчет о НИР / БелНИИНефть ; рук. А. А. Ерошенко. – Гомель, 2024. – 231 с.
 10. Оценка возможного потенциала и перспективы освоения УВ из низкопроницаемых карбонатных пород-коллекторов отложений елецко-петриковского возраста Северо-Домановичско-Ново-Кореневского участка : отчет о НИР / БелНИИНефть ; рук. А. А. Ерошенко. – Гомель, 2024. – 212 с.
 11. Баталин, О. Ю. Формы захвата свободных углеводородов керогеном / О. Ю. Баталин, Н. Г. Вафмна // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2013. – № 10 (ч. 3). – С. 418–425.
 12. Pressure Transient Analysis for Fractured Shale Gas Wells Using Trilinear Flow Model // Scientific.Net. – 2023. – Vol. 12, N 12. – URL: <https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2652> (<https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2652>) (date of access: 08.10.2025).
 13. Характеристики нефтематеринских отложений – основа бассейнового анализа и прогноза ресурсов углеводородов (на примере отложений елецко-петриковского возраста Припятского прогиба / П. П. Повжик, А. А. Ерошенко, А. С. Грудинин [и др.] // Нефтяник Полесья, 2024. – № 2 (46). – С. 82–89.

References

1. Lee J. P. S., Wilson M. G., Integration of NMR and Geochemistry in Unconventional Shale Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 Sept.–2 Oct. 2013*, New Orleans, Louisiana, Richardson, SPE, 2013, pp. 1–15.
2. Curry S. A., Hatcher P. G. Estimation of In Place Hydrocarbon Volume and Remaining Potential in Unconventional Reservoirs Using Geochemical Methods. *Konferentsiya SPE po netraditsionnym resursam, 10–12 apr. 2019 g.* [SPE Unconventional Resources Conference, 10–12 April 2019], Denver, Colorado, Richardson, SPE, 2019, pp. 1–12.
3. Povzhik P. P. *Scientific and Methodological Justification of Technologies for Development of Hard to Recover Oil Reserves of the Pripyat Trough*. Perm, Permskii national'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2024. 356 p. (in Russian).
4. Pressure Transient Analysis for Fractured Shale Gas Wells Using a Trilinear Flow Model. *Scientific. Net*, 2023, vol. 12, no. 12. Available at: <https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2652> (accessed 08 November 2025).
5. How much shale (tight) oil is produced in the United States? *U.S. Energy Information Administration*. March 28, 2024. Available at: <https://www.eia.-gov/tools/faqs/faq.php?id=847&t=6> (accessed 05 Oktober 2025).
6. Mohaghegh S. D., Al-Anazi H. G. The Application of Decline Curve Analysis to Shale Gas and Tight Oil Reservoirs: Best Practices and Pitfalls. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2015, vol. 18, no. 4, pp. 534–545.
7. Interim methodological guidelines for calculating oil reserves in fractured and fractured-porous reservoirs in the Bazhenov formation of the West Siberian oil and gas province. *Nedropol'zovanie XXI vek, 2017*, no. 4, pp. 68–101 (in Russian).
8. Asvinova P. V. Methodology for estimating reserves of high-viscosity oil in ultra-low-permeability reservoirs. *Molodezh' v nauke – 2024: tez. dokl. XXI Mezhdunar. nauch. konf. molodykh uchennykh, Minsk, 29–31 okt. 2024 g.: Ch. 2. Meditsinskie, fiziko-matematicheskie, fiziko-tekhnicheskie nauki, khimiya i nauki o Zemle* [Youth in Science – 2024: Abstract of the Report of the XXI International Scientific Conf. of Young Scientists, Minsk, October 29–31, 2024: Part 2. Medical, physical and mathematical, physical and technical sciences, chemistry, and Earth sciences]. Minsk, Belarusskaya navuka, 2024, pp. 450–452 (in Russian).

9. *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 deposits of the northern zone (final)*. BelNIPIneft'. Gomel, 2024. 231 p. (in Russian).
10. *Assessment of the possible potential and prospects for the development of hydrocarbons from low-permeability carbonate reservoir rocks of the Yelets-Petrikovskian deposits of the Severo-Domanovichsko-Novo-Korenevsky area*. BelNIPIneft. Gomel, 2024. 212 p. (in Russian).
11. Batalin O. Yu., Vafmna N. G. Forms of capture of free hydrocarbons by kerogen. *Mezhdunarodnyi zhurnal prikladnykh i fundamental'nykh issledovaniy*, 2013, no. 10 (part 3), pp. 418–425 (in Russian).
12. Pressure Transient Analysis for Fractured Shale Gas Wells Using a Trilinear Flow Model. *Scientific.Net*, 2023, vol. 12, no. 12. Available at: <https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2652> (accessed 08 November 2025).
13. Povzhik P. P., Eroshenko A. A., Grudin A. S., Kaleychik E. A., Danilenko V. V. Characteristics of oil source sediments are the basis for basin analysis and forecasting of hydrocarbon resources (using the example of Yelets-Petrikovskian sediments of the Pripyat Trough). *Neftyanik Poles'ya = The Oilman of Polesie*, 2024, no. 2 (46), pp. 82–89 (in Russian).

Информация об авторах

Асвинова П. В. – геолог отдела подсчета запасов нефти и газа БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть», магистрант 2 курса Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого (пр. Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: polinaasvinova@yandex.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

Короткевич А. И. – заведующий отделом подсчета запасов нефти и газа БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть» (ул. Книжная 15А, 246000, Гомель, Республика Беларусь) E-mail: A.Korotkevich@beloil.by)

Information about the authors

Asvinova P. V. – Geologist at the Oil and Gas Reserve Estimation Department, BelNIPIneft, RUE “PO “Belorusneft” (Belarusian Research and Design Institute of Oil); 2th year Master's student at the Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: polinaasvinova@andex.by

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

Korotkevich A. I. – Head of the Oil and Gas Reserves Estimation Department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15A, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Korotkevich@beloil.by

Поступила в редакцию 26.11.2025

УДК 552.578.2.061.4

ЗАСОЛОНЕННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ И МЕТОДЫ ИХ ИЗУЧЕНИЯ

Е. И. МАШЕЧКО, А. В. СОШЕНКО

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

Аннотация. Засолоненные коллекторы Припятского прогиба характеризуются снижением фильтрационно-емкостных свойств вследствие эпигенетической галитовой минерализации. Для их изучения применен расширенный комплекс геофизических исследований скважин, включающий нейтронный, плотностной, акустический каротаж, а также гамма-каротаж. Проведена нормализация и интерпретация каротажных данных, построена уточненная петрофизическая модель и выполнено сопоставление с результатами лабораторных исследований керна. Полученные результаты позволяют выявить закономерности распределения галита и оценить его влияние на пористость и проницаемость пород. Практическая значимость работы заключается в возможности использования предложенной методики при поиске и разведке засолоненных коллекторов и при моделировании резервуаров, что способствует повышению эффективности добычи углеводородов в Республике Беларусь.

Ключевые слова: засолоненные коллекторы, каротаж, геофизические исследования скважин.

Для цитирования. Машечко, Е. И. Засолоненные коллекторы и методы их изучения / Е. И. Машечко, А. В. Сошенко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4). – С. 33–41.

SALINIZED RESERVOIRS AND METHODS OF THEIR INVESTIGATION

E. I. MASHECHKO, A. V. SOSHCHENKO

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

Abstract. Salt-affected reservoirs of the Pripyat Trough demonstrate reduced reservoir quality due to epigenetic halite mineralization. A comprehensive well logging program, including gamma-ray, neutron, density, and acoustic methods, was applied to normalize and interpret geophysical data. A refined petrophysical model was developed and validated against core analysis, enabling a more accurate characterization of halite distribution and its impact on porosity and permeability. The methodological approach provides a reliable framework for identifying and evaluating salt-affected reservoirs. Its practical relevance lies in enhancing hydrocarbon exploration and production efficiency within Belarusian oil and gas fields.

Keywords: salinized reservoirs, well logging, geophysical well surveys.

For citation. Mashechko E. I., Soshchenko A. V. Salinized reservoirs and methods of their investigation. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 33–41 (in Russian).

Введение. Засолоненные коллекторы представляют собой породы, пустотное пространство которых частично или полностью заполнено эпигенетическим галитом. Галитовая минерализация в Припятском прогибе обнаружена на разных стратиграфических уровнях внутрисолевых, межсолевых и подсолевых отложениях девонского возраста. Низкие значения пористости и проницаемости многих продуктивных горизонтов Припятского прогиба, а также снижение здесь объемов как геологических запасов нефти, так и извлекаемых запасов во многом связано с развитием катагенетической, и, в первую очередь, галитовой минерализации на этих территориях. Однако

данные коллекторы обладают значительным потенциалом благодаря своей литологической неоднородности и наличию ловушек нефти и газа [1].

Цель работы. Совершенствование методов изучения засоленных коллекторов Припятского прогиба посредством комплексного анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС) и построения уточненных петрофизических моделей, позволяющих более достоверно оценивать влияние галитизации на фильтрационно-емкостные свойства пород.

Материалы и методика проведения исследований. Объектом исследования выступают залесские слои лебедянского горизонта и задонский горизонт С-Домановичского месторождения. Отложения залесских слоев лебедянского горизонта D3lb(zl2) представлены переслаиванием известняков, доломитов, ангидритов, мергелей и глин, а отложения задонского горизонта (D3zd) – переслаиванием известняков, доломитов, мергелей и глин [2]. В качестве исходного материала использован расширенный комплекс геофизических исследований скважин, включающий гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, плотностной и акустический каротаж, а также импульсный нейтрон-нейтронный и спектрометрический гамма-каротаж. Верификация полученных результатов проводилась на основе лабораторных исследований керна, что обеспечило повышение достоверности интерпретации и корректность настройки алгоритмов.

Таким образом, методика исследования сочетает комплексное применение геофизических методов, математическую инверсию данных и сопоставление с лабораторными результатами, что позволяет формировать уточненные петрофизические модели засоленных коллекторов.

Описание работы. Материалы ГИС составляют информационную основу для построения петрофизических, геологических и гидродинамических моделей, подсчета и пересчета запасов нефтяных и газовых залежей и определения степени их выработки. Достоверность решения перечисленных задач зависит от применяемого комплекса ГИС, полноты его выполнения и качества получаемых материалов. Комплекс геофизических исследований определяется в зависимости от поставленных геологических задач, геолого-геофизической характеристики изучаемого разреза, степени его изученности и условий скважинных измерений.

Породы внутрисолевых и межсолевых отложений С-Домановичского месторождения отличаются многокомпонентным составом скелета. Для построения их объемной минералогической модели требуется использование расширенного комплекса методов геофизических исследований скважин с обязательным включением нейтронного, литоплотностного и акустического методов.

Гамма-каротаж. Нормализация данных метода гамма-каротажа (далее – ГК) проводилась путем сопоставления гистограмм распределения значений с показаниями в опорных скважинах. В качестве минимальных значений были выбраны показания в пластах неразмытых солей в интервале внутрисолевых отложений, а также в плотных карбонатных породах в межсолевых отложениях, а в качестве максимальных значений – глинистые пласты. Результаты нормализации (рис. 1) дополнительно контролировались корреляцией показаний в разрезе скважин.

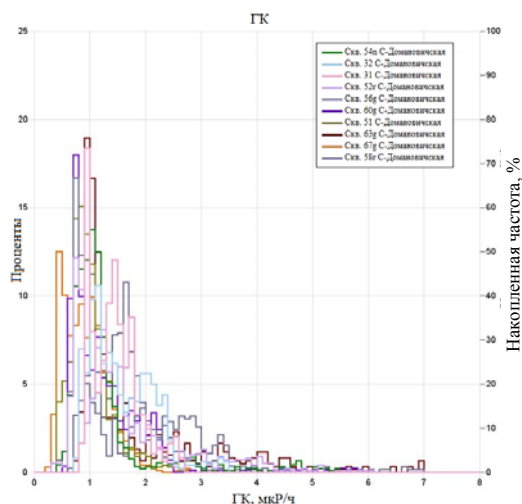


Рис. 1. Нормализация кривых ГК (ГК) на гистограммах распределения значений в опорных скважинах

Fig. 1. Normalization of GK curves on distribution histograms

Нейтронный каротаж. Нормализация данных метода нейтронного каротаж (далее – НК) (нейтронный гамма-каротаж НГК, нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам ННКт) проводилась в единицах общего водородосодержания (NPHI) путем сопоставления гистограмм распределения с показаниями в опорных скважинах. В качестве минимальных значений были выбраны показания в пластах неразмытых солей, а в качестве максимальных значений – глинистые пласты (рис. 2). Результаты нормализации дополнительно корректировались при сопоставлении показаний на кросс-плотах с методами акустического каротажа (далее – АК) и гамма-гамма плотностного каротажа (далее – ГГКп) (рис. 3 и 4) и контролировались корреляцией показаний в разрезе скважин [3].

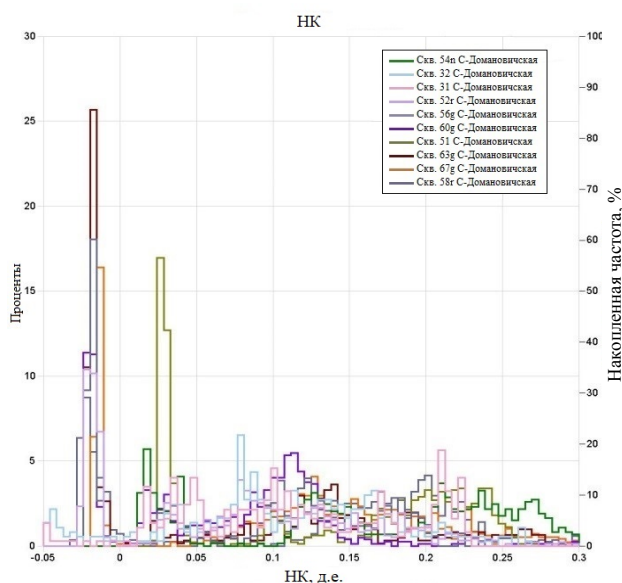


Рис. 2. Нормализация кривых НК (NPHI) на гистограммах распределения значений в опорных скважинах

Fig. 2. Normalization of NPHI curves on distribution histograms

Плотностной каротаж. Нормализация данных плотностного каротажа проводилась путем сопоставления гистограмм распределения с показаниями в пластах с эталонным значением, а также сопоставлением с данными метода НК на кросс-плотах. Опорными являются пласты неразмытых солей ($\sim 2,05 \text{ г/см}^3$), а также пласты ангидрита в интервале внутрисолевых отложений ($\sim 2,95 \text{ г/см}^3$) (рис. 3). Результаты нормализации дополнительно контролировались сопоставлением с данными керна и корреляцией показаний в разрезе скважин [4].

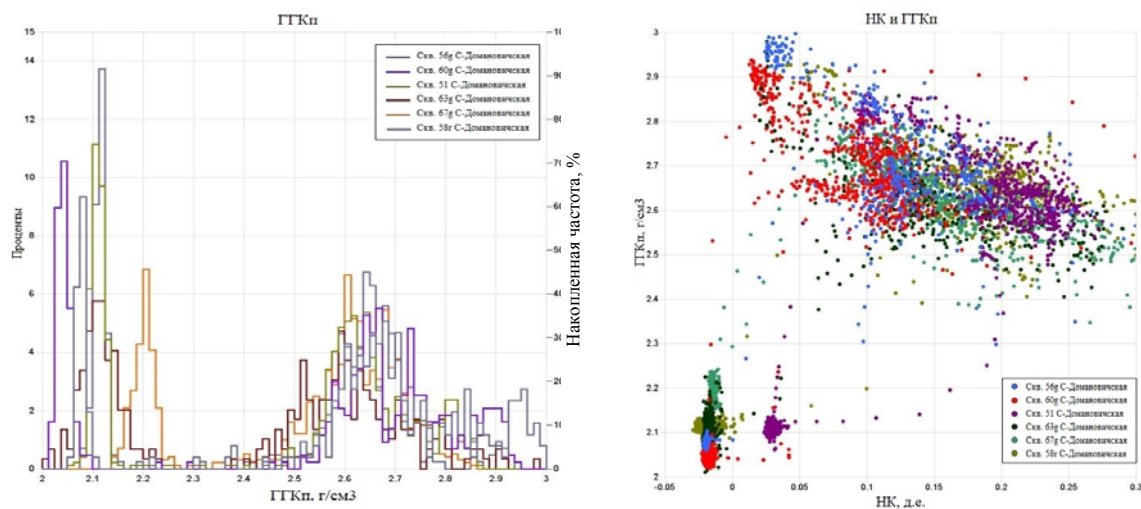


Рис. 3. Нормализация кривых ГТКп (RHOV) на гистограммах распределения значений в опорных скважинах и кросс-плотах с кривыми НК (NPHI)

Fig. 3. Normalization of RHOV (density log) curves on distribution histograms and cross-plots with NPHI curves

Акустический каротаж. Особенностью кривых интервального времени АК являются резкие скачки показаний (так называемые срывы записи) в интервалах каверн, связанные с размытием глин. Срывы записи обусловлены ослаблением амплитуды регистрируемого сигнала ниже установленного порога и, как следствие, перескоком на другие фазы. Как правило, их величина очень существенна, и фактически регистрируемое значение интервального времени значительно отличается от интервального времени при условии, если бы каверна отсутствовала. Для минимизации влияния данных эффектов применялась фильтрация показаний, основанная на устранении единичных сбояв.

Нормализация данных АК проводилась путем сопоставления гистограмм распределения с показаниями в пластах с эталонным значением, а также сопоставлением с данными метода НК на кросс-плотах. Опорными являются пласты неразмытых солей ($\sim 220 \text{ мкс/м}$), а также пласты ангидрита в интервале внутрисолевых отложений ($\sim 164 \text{ мкс/м}$) (рис. 4). Результаты нормализации дополнительно контролировались корреляцией показаний в разрезе скважин [4].

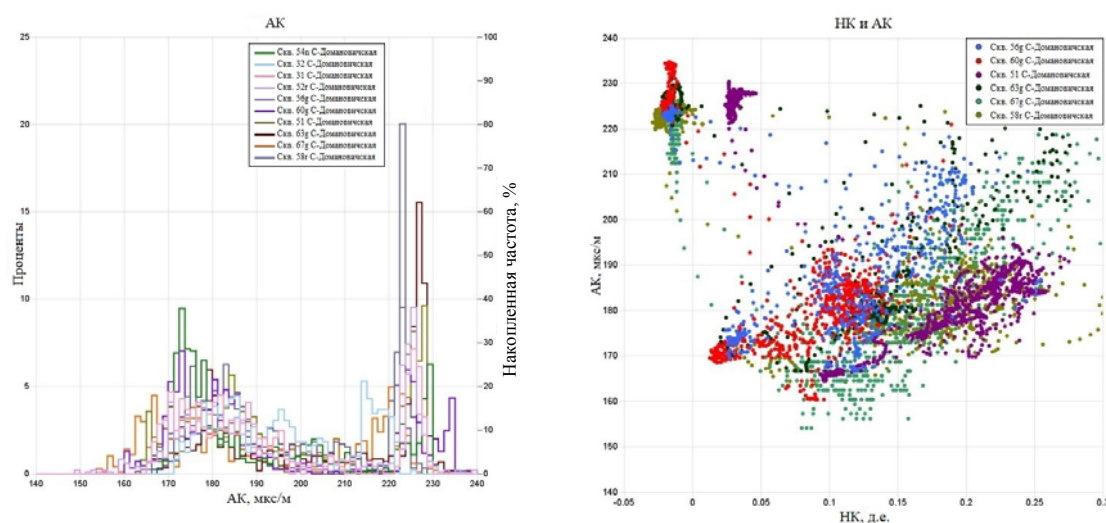


Рис. 4. Нормализация кривых АК (DT) на гистограммах распределения значений в опорных скважинах и кросс-плотах с кривыми НК (NPHI)

Fig. 4. Normalization of DT (acoustic log) curves on distribution histograms and cross-plots with NPHI curves

Построение петрофизической модели и интерпретация данных ГИС. Объемное содержание минеральных компонентов горной породы оценивалось по данным комплекса ГИС с помощью инверсионного метода, в основе которого лежит решение системы линейных уравнений:

$$f_i = \sum e_{ij} V_j m_j = 1, \quad i = 1, n, \quad (1)$$

где f_i – показания i -го метода ГИС, линейно связанные с объемным содержанием каждой из слагающих его компонентов; e_{ij} – теоретическое значение параметра i для компоненты j ; V_j – объемное содержание компонента j ; m – количество объемных компонентов, слагающих породу.

При решении обратной задачи ГИС в случае использования метода оптимизационной инверсии задаются границы неопределенности значений геофизического параметра, который соответствует каждому объемному компоненту породы. Решение обратной задачи ГИС при определении объемного содержания компонентов породы сопровождается получением множества решений, которые удовлетворяют заданной системе уравнений. Выбор окончательного варианта осуществляется при использовании критерия оптимального решения, который соответствует минимальному суммарному отклонению между измеренным и рассчитываемым значением каждого геофизического параметра:

$$\Delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{(m_i - f_i)^2}{\delta_i^2}}, \quad (2)$$

где n – количество переменных в уравнении; m_i – измеренные значения параметра i ; f_i – рассчитанные значения геофизического параметра i ; δ_i – отклонение, характери-

зующее неопределенность при задании значения геофизического параметра i компонента породы.

При реализации данного подхода предварительно проводилась настройка алгоритма с привлечением априорной информации о компонентном составе отложений. Для этой цели были использованы результаты изучения минерального состава образцов керна.

При настройке использовалась такая объемная модель породы, которая представлена матрицей, состоящей из нескольких компонент, глинистым веществом и свободным емкостным пространством. В таком случае с учетом выполненного комплекса ГИС, включающего метод ГК, НК, ГГКп, АК, и определенного по данным химического анализа минералогического состава приведенное выше выражение 1 можно представить в виде следующей системы линейных уравнений (3):

$$\begin{aligned}\delta_{\text{п}} &= \delta_{\text{фл}} K_{\text{п}} + \delta_{\text{гл}} V_{\text{гл}} + \delta_{\text{кальц}} V_{\text{кальц}} + \delta_{\text{дол}} V_{\text{дол}} + \delta_{\text{гал}} V_{\text{гал}} + \delta_{\text{анг}} V_{\text{анг}}, \\ W_{\Sigma} &= W_{\text{фл}} K_{\text{п}} + W_{\text{гл}} V_{\text{гл}} + W_{\text{кальц}} V_{\text{кальц}} + W_{\text{дол}} V_{\text{дол}} + W_{\text{гал}} V_{\text{гал}} + W_{\text{анг}} V_{\text{анг}}, \\ \Delta T_{\text{п}} &= \Delta T_{\text{фл}} K_{\text{п}} + \Delta T_{\text{гл}} V_{\text{гл}} + \Delta T_{\text{кальц}} V_{\text{кальц}} + \Delta T_{\text{дол}} V_{\text{дол}} + \Delta T_{\text{гал}} V_{\text{гал}} + \Delta T_{\text{анг}} V_{\text{анг}}, \\ Vcl_{I\gamma} &= Vcl_{\text{фл}} K_{\text{п}} + Vcl_{\text{гл}} V_{\text{гл}} + Vcl_{\text{кальц}} V_{\text{кальц}} + Vcl_{\text{дол}} V_{\text{дол}} + Vcl_{\text{гал}} V_{\text{гал}} + Vcl_{\text{анг}} V_{\text{анг}}, \\ K_{\text{п}} + V_{\text{гл}} + V_{\text{кальц}} + V_{\text{дол}} + V_{\text{гал}} + V_{\text{анг}} &= 1,\end{aligned}\quad (3)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости; $V_{\text{гл}}$ – коэффициент объемной глинистости; $V_{\text{кальц}}$, $V_{\text{дол}}$, $V_{\text{гал}}$, $V_{\text{анг}}$ – объемное содержание кальцита, доломита, галита и ангидрита соответственно, слагающие скелет породы [5].

Параметры $\delta_{\text{п}}$, W_{Σ} , $\Delta T_{\text{п}}$ и $Vcl_{I\gamma}$ соответствуют объемной плотности, общему водородосодержанию, интервальному времени пробега продольных волн и глинистости каждого из компонентов породы.

На первом этапе использовалась упрощенная объемная модель без учета галита, были заданы теоретические значения показаний методов в эталонных средах. Далее модель настраивалась путем изменения коэффициентов для достижения наиболее достоверных результатов и минимизации значений невязки между измеренными и восстановленными кривыми. Производился расчет объемных долей и сопоставление с результатами лабораторных исследований на кросс-плотах и в разрезе скважин. На этом этапе были получены объемные содержания основополагающих минералов в породе со средней степенью достоверности.

На втором этапе объемная модель усложнялась добавлением в нее объемного содержания галита, которое являлось выходным параметром. На вход в данную модель кроме методов ГИС подавались уже определенные на первом этапе кривые объемных долей содержания доломита, ангидрита и глинистых минералов с пониженным коэффициентом важности для них.

В результате построения объемных моделей на группе опорных скважин было выполнено сопоставление полученных данных с результатами лабораторных исследований на керне. Дальнейшее опробование метода оптимизационной инверсии для контроля построения детальной объемной модели было выполнено в скважинах из тестовой группы (рис. 5). Анализ объемных моделей пород как в опорной, так и в тестовой группе скважин указывает на хорошую корреляцию с кеновыми данными.

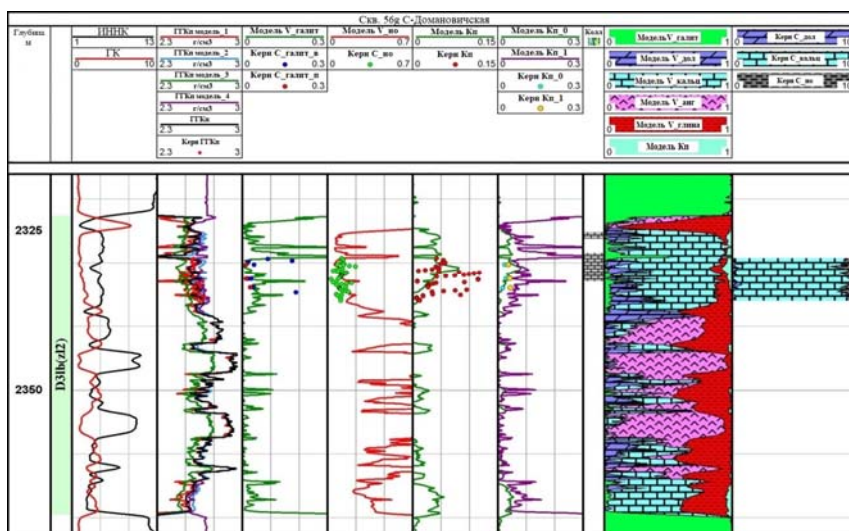


Рис. 5. Пример оценки результатов построения объемной модели в скважине № 56g в интервале внутрисолевых отложений С-Домановичского месторождения

Fig. 5. Example of volumetric model evaluation in Well No. 56g within the interval of intrasalt deposits at the South-Domanovich field

Выделение интервалов галитизации на качественном уровне. На показаниях метода импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (далее – ИННК) интервалы пластов солей имеют аномально низкие значения времени жизни тепловых нейтронов в связи с тем, что Cl , входящий в состав галита, является аномальным поглотителем тепловых нейтронов. Также при значительной степени галитизации интервалов пород, на качественном уровне можно выделить эти интервалы по показаниям ИННК. Мешающим фактором в таком случае является наличие коллекторов, насыщенных минерализованной водой, а также проникновение фильтрата соленасыщенного раствора в пласт в породах-коллекторах. В ряде скважин, где проводился метод ИННК, выполнялся контроль полученных в результате моделирования интервалов галитизации (рис. 6).

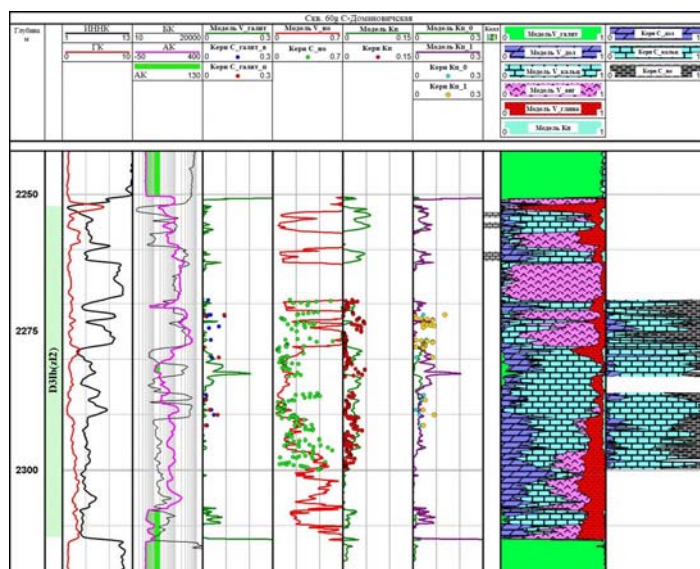


Рис. 6. Пример оценки результатов построения объемной модели в скважине № 60g

Fig. 6. Example of volumetric model evaluation in Well No. 60g

Особенности оценки качества полученных результатов по керновым данным. Необходимо отметить об эффекте масштаба. Лабораторные исследования на образцах керна описывают свойства породы в объеме сопоставимом с цилиндром с диаметром и высотой 3–10 см, тогда как исследования методами ГИС охватывают значительно больший объем породы, который сопоставим с цилиндром с диаметром и высотой 0,5–1 м. В связи с этим неоднородные свойства породы, а также единичные включения галита могут создавать значительный разброс значений в замерах на образцах керна. Как следствие, при сопоставлении полученных результатов объемного содержания галита по данным ГИС с данными на керне по большей части можно судить о верном диапазоне значений и будет неверно сравнивать результаты в конкретной точке глубины напрямую.

Поэтому для более точной настройки модели и получения данных о содержании галита с высокой достоверностью, рекомендуется проводить исследования на полномразмерном керне по всему интервалу, учитывая образцы без визуально наблюдаемых включений галита. Также необходимо, чтобы интервал был продолжительным (не менее 10 м), и в нем должен быть представлен наибольший диапазон изменений свойств пород и степени галитизации.

Моделирование показаний методов ГИС при различной степени галитизации породы. Было выполнено моделирование показаний методов ГИС при различной степени галитизации породы. На примере скважин, с рассчитанными объемными содержаниями компонент породы по вышеприведенной методике, решалась прямая задача. Моделировались следующие условия:

- объем, занятый галитом, насыщался флюидом;
- открытая пористость заполнялась галитом;
- 20 % объема матрицы замещалось галитом;
- объем, занятый галитом, замещался минералами матрицы (кальцит, доломит).

В результате моделирования было выявлено, что в среднем для карбонатной породы присутствие 5 % галита вызывает изменение в 2 % показаний объемной плотности. Присутствие 20 % галита вызывает изменение в 8 % показаний объемной плотности. В случае, если порода представлена доломитом, влияние галитизации на 1,5 % больше по сравнению с известняком.

На метод АК по результатам моделирования галитизация оказывает меньшее влияние. Так, даже при 20 % галита в породе, значение АК изменяется на 3 %. Из этого следует, что для достоверного определения объемного содержания галита в породе, необходимо его присутствие более 5 %. Для построения достоверной объемной модели для данного типа отложений необходимо использовать расширенный комплекс ГИС с обязательным применением метода ГГКп.

При использовании стандартных методов интерпретации (АК и НК) для условий Припятского прогиба присутствие галита в породе в количестве 5–10 % приводит к искажению оценки пористости, сопоставимому с суммарной инструментальной и методической погрешностью.

Заключение. Проведенные исследования показали, что галитовая минерализация является фактором снижения коллекторских свойств пород. Разработанный алгоритм обработки и интерпретации данных геофизических исследований, основанный на нормализации каротажных кривых и построении объемных петрофизических моделей, обеспечивает более точное определение содержания галита и его распределения в разрезе. Сопоставление с данными керна повысило достоверность полученных результатов. Практическая значимость работы заключается в возможности применения предложенной методики для повышения эффективности поиска, разведки и разработки засоленных коллекторов.

Литература

1. Махнач, А. А. Очерк геологии Беларуси / А. А. Махнач, А. В. Кудельский. – Минск : Беларус. навука, 2019. – 171 с.
2. Пересчет геологических запасов углеводородов и ТЭО КИН Северо-Домановичского месторождения. БелНИПИнефть. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» ; рук. А. И. Короткевич. – Гомель, 2020. – 218 с.
3. Березин, А. Г. Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / А. Г. Березин. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. – 168 с. : ил., табл.
4. Геофизические исследования скважин / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, А. Н. Африкян, Р. А. Резванов. – М. : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 400 с.
5. Митчелл, У. К. Статистический анализ каротажных диаграмм на практике / У. К. Митчелл, Р. Дж. Нельсон // World Oil. – 1991. – Т. 212, № 6. – С. 115–119.

References

1. Makhnach A. A., Kudel'skii A. V. *An overview of the geology of Belarus*. Minsk, Belaruskaya Navuka Publ., 2019. 171 p. (in Russian).
2. *Recalculation of geological hydrocarbon reserves and feasibility study of the recovery factor of the Severo-Domanovichskoye field*. BelNIPIneft. Republican Unitary Enterprise "Production Association "Belorusneft". Gomel', 2020. 218 p. (in Russian).
3. Berezin A. G. *Geophysical surveys of oil and gas wells*. Mosco, Vologda. Infra-Engineering Publ., 2022. 168 p. (in Russian).
4. Dobrynin V. M., Vendel'shtein B. Yu., Afrikyan A. N., Rezvanov R. A. *Geophysical well logging*. Moscow, RGU нефти и газа (NIU) imeni I. M. Gubkina, 2004. 400 p. (in Russian).
5. Mitchell W. K., Nel'son R. J. Statistical Analysis of Well Logs in Practice. *World Oil*, 1991, vol. 212, no. 6, pp. 115–119 (in Russian).

Информация об авторах

Машечко Елизавета Игоревна – геофизик сектора обработки и интерпретации ГИС отдела промышленной геофизики. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: e.mashechko@beloil.by

Сошенко Александр Васильевич – заведующий сектором обработки специальных методов и технологий ГИС отдела промышленной геофизики. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: a.soshenko@beloil.by

Information about the authors

Mashechko Elizaveta Igorevna – Geophysicist, Well Logging Processing and Interpretation Sector, Department of Field Geophysics. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE "Production Association "Belorusneft" (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: e.mashechko@beloil.by

Soshenko Alexander Vasilievich – Head of the Sector of Special Methods and Technologies of Well Logging Processing, Department of Field Geophysics. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE "Production Association "Belorusneft" (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: a.soshenko@beloil.by

Поступила в редакцию 28.11.2025

УДК 622.248:004.8

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЖИДКОСТЕЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

И. А. АЛЕНЬКИН

*Государственное автономное и образовательное учреждение высшего
образования «Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», Российская Федерация*

Аннотация. Рассмотрена задача прогнозирования технологических параметров жидкостей гидроразрыва пласта на основе методов машинного обучения. Представлен подход к формированию датасета, включающего реологические характеристики гелей, параметры разрушения и восстановления структуры, а также физико-химические свойства воды и дозировки химических реагентов. Проведен анализ взаимосвязей между входными и целевыми параметрами с использованием корреляционного и регрессионного анализа. Для построения прогнозных моделей применены аддитивная нелинейная регрессия, а также регуляризационные методы Lasso и Ridge. Дополнительно использованы ансамблевые алгоритмы машинного обучения, включая случайный лес и градиентный бустинг. Разработанная модель продемонстрировала высокую точность прогнозирования ключевых параметров, таких как средняя вязкость при закачке, вязкость через 60 и 250 мин, а также время разрушения сшитой системы. Показана возможность практического применения модели для оперативного подбора рецептур жидкостей гидроразрыва пласта и сокращения объемов лабораторных испытаний.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, жидкости гидроразрыва пласта, машинное обучение, искусственный интеллект, прогнозирование, реологические свойства, вязкость, подбор рецептур, цифровые технологии, нефтегазовая промышленность.

Для цитирования. Аленькин, И. А. Прогнозирование технологических параметров жидкостей гидравлического разрыва пласта с применением методов искусственного интеллекта / И. А. Аленькин // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4). – С. 42–51.

PREDICTION OF TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF HYDRAULIC FRACTURING FLUIDS USING ARTIFICIAL INTELLIGENCE METHODS

I. A. ALENKIN

Almetyevsk State Technological University “Higher School of Oil”, Russian Federation

Annotation. The paper addresses the problem of predicting technological parameters of hydraulic fracturing fluids using machine learning methods. An approach to dataset formation is presented, including rheological characteristics of gels, parameters of structure breaking and recovery, as well as physicochemical properties of water and dosages of chemical reagents. Relationships between input and target parameters are analyzed using correlation and regression analysis. Additive nonlinear regression and regularization methods such as Lasso and Ridge regression are applied to build predictive models. In addition, ensemble machine learning algorithms, including random forest and gradient boosting, are used. The developed model demonstrates high accuracy in predicting key parameters such as average viscosity during pumping, viscosity after 60 and 250 min, and breaking time of the crosslinked system. The results confirm the possibility of practical application of the model for rapid selection of hydraulic fracturing fluid formulations and reduction of laboratory testing.

Keywords: hydraulic fracturing, fracturing fluids, machine learning, artificial intelligence, prediction, rheological properties, viscosity, formulation design, digital technologies, oil and gas industry.

For citation. Alenkin I. A. Prediction of technological parameters of hydraulic fracturing fluids using artificial intelligence methods. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 42–51 (in Russian).

Введение. Современные технологии разработки месторождений требуют гибкой адаптации технологических решений к изменяющимся условиям эксплуатации, особенно в части подбора рецептур жидкостей для гидроразрыва пласта (ГРП) [1–4]. Одной из ключевых проблем остается высокая чувствительность реологических и пескоудерживающих свойств жидкостей ГРП к физико-химическим характеристикам воды, в частности – к содержанию ионов кальция, хлоридов, гидрокарбонатов и других компонентов, а также к температурным условиям. Стандартные методы подбора рецептур являются трудоемкими, затратными по времени и не всегда обеспечивают достаточную адаптивность к сезонным вариациям [5].

С учетом результатов экспериментальных исследований, выявивших влияние различных ионных составов и температурных факторов на параметры жидкости ГРП [6], становится актуальной задача разработки модели подбора и прогнозирования параметров жидкостей с использованием алгоритмов искусственного интеллекта и машинного обучения. Такая модель должна учитывать многофакторные зависимости между составом воды, типами химических реагентов, их концентрациями и итоговыми технологическими свойствами растворов (вязкость, пескоудерживающая способность и др.).

Цель работы. Создание и обучение модели искусственного интеллекта (ИИ), способной прогнозировать технологические характеристики жидкостей ГРП в зависимости от входных параметров (ионный состав воды, тип реагентов), а также рекомендовать оптимальные рецептуры для конкретных условий эксплуатации. Модель должна базироваться на экспериментальных данных и демонстрировать высокую точность предсказания, что позволит применять ее в рамках цифровых решений для оперативного проектирования жидкостей.

Описание работы. Датасет для обучения модели содержит 21 параметр (табл. 1).

Таблица 1. Параметры датасета для обучения модели

Table 1. Dataset parameters for model training

Параметр	Пример № 1	Пример № 2
Загрузка деструктора, л/м ³	1,0	1,0
Загрузка сшивателя, л/м ³	1,5	2,0
Время закрытия воронки, с	25,96	13,42
Время поднятия купола, с	31,78	17,56
Вязкость линейного геля, при 100 с ⁻¹	53,1	53,1
Вязкость линейного геля, при 511 с ⁻¹	23,8	23,8
Время восстановления, с	0,5	1,4
Средняя вязкость на сдвиге, мПа · с	595,8	441,13
Вязкость на 60 мин, мПа · с	720,8	806,5
Время разрушения сшитой системы до 400 мПа · с	0	736
Вязкость на 250 мин	599,5	570,9
Время закрытия воронки (вода), с	11,22	11,22
Время поднятия купола (вода), с	15,12	15,12
Вязкость линейного геля, при 100 с ⁻¹ (вода), мПа · с	51,8	51,8
Вязкость линейного геля, при 511 с ⁻¹ (вода), мПа · с	19,7	19,7

Окончание табл. 1

Final table 1

Параметр	Пример № 1	Пример № 2
pH	7,9	7,9
Хлориды	71,0	71
Щелочность	122,0	122
Сульфаты	76,8	76,8
Общая жесткость	180,2	180,2
Общее железо	0,2	0,2

В качестве целевых параметров были взяты следующие характеристики:

- 1) «средняя вязкость при закачке»;
- 2) «вязкость по истечении двойного времени закачки (60 мин)»;
- 3) «вязкость по истечении 4 ч»;
- 4) «время разрушения»;
- 5) «время восстановления после снятия сдвиговой нагрузки».

Для более глубокого анализа взаимосвязей целевых и нецелевых параметров рассмотрим их влияние через несколько подходов: корреляционный анализ, а также построение регрессионных моделей для выявления закономерностей. На основе этих методов можно выделить следующие взаимосвязи:

- Параметр времени восстановления после снятия сдвиговой нагрузки отражает способность геля возвращаться к стабильному состоянию после механического воздействия. Установлена слабая отрицательная корреляция с вязкостью линейного геля при 100 c^{-1} , что может свидетельствовать о том, что более вязкие системы восстанавливаются быстрее за счет устойчивой структуры.

- Средняя вязкость при закачке характеризует структурную устойчивость геля. Она умеренно коррелирует с вязкостью линейного геля при различных скоростях сдвига (100 и 511 c^{-1}), подтверждая значимость исходных реологических свойств. Параметр демонстрирует зависимость от времени закрытия «воронки», что указывает на влияние внутренней динамики смеси. Регрессионный анализ показал, что сочетание начальной вязкости и времени закрытия объясняет до 60 % изменчивости данной характеристики.

- Вязкость по истечении двойного времени закачки отражает стабильность геля во времени и демонстрирует сильную корреляцию с вязкостью по истечении 4 ч, подтверждая устойчивость системы при длительном воздействии. Также выявлена связь с временем формирования «купола», что может быть обусловлено влиянием гидродинамических факторов на структурную консистенцию.

- Время разрушения сшитой системы характеризует прочность структуры сшитого геля. Параметр положительно коррелирует с вязкостью линейного геля при 511 c^{-1} и вязкостью по истечении 4 ч, что говорит о влиянии исходной и долгосрочной вязкости на устойчивость сшитой структуры.

Таким образом, установленные зависимости подтверждают ключевую роль реологических и физико-химических характеристик в формировании целевых свойств систем. Полученные данные могут быть использованы для построения прогнозных моделей и выбора оптимальных параметров рецептур под конкретные технологические условия.

Для решения задач, связанных с ограниченным набором данных, была разработана комплексная методика построения математической модели, основанная на использовании современных подходов анализа данных. В рамках данной методики применяются аддитивная нелинейная регрессия, а также регуляризационные методы Lasso- и Ridge-регрессии. Эти методы зарекомендовали себя как эффективные инструменты

при работе с небольшими объемами данных и высокой размерностью задачи, включая случаи с большим количеством управляющих параметров и их потенциальной взаимозависимостью.

Разработанный подход не только позволяет корректно выявлять ключевые закономерности в данных, но и способствует минимизации переобучения модели, что особенно важно в условиях ограниченной выборки. За счет использования Lasso-регрессии удастся эффективно проводить отбор наиболее значимых переменных, тогда как Ridge-регрессия помогает учитывать коррелированные параметры, сохраняя стабильность модели.

На текущий момент алгоритм был успешно протестирован на экспериментальных данных и показал свою состоятельность для построения прогностических моделей.

Для повышения точности и оперативности подбора рецептов жидкостей для гидроразрыва пласта была реализована система предиктивного моделирования на основе методов машинного обучения. Основная цель заключалась в создании алгоритмов, способных прогнозировать ключевые технологические параметры жидкостей (такие как вязкость, устойчивость к разрушению, восстановление после сдвига и др.) на основе исходных характеристик воды, свойств компонентов и условий приготовления.

На этапе построения моделей особое внимание было уделено выбору признаков, коррелирующих с целевыми параметрами, а также обеспечению репрезентативности обучающей выборки. Были использованы как индивидуальные, так и ансамблевые методы обучения, включая градиентный бустинг, случайный лес и нейросетевые подходы, с последующей валидацией по метрикам качества ($MAPE$, $RMSE$, R^2). Выбор моделей определялся по результатам кросс-проверки и анализа важности признаков, что обеспечило интерпретируемость и адаптивность полученных решений под разные технологические сценарии.

Для оценки эффективности разработанной модели ИИ были выполнены тестовые испытания на трех различных комбинациях партий сшивателя и деструктора.

Анализ первой пары сшивателя-деструктора показал высокие показатели точности для большинства исследуемых характеристик: коэффициенты детерминации (R^2) для средней вязкости (0,79), вязкости на 60-й мин (0,80), вязкости на 250-й мин (0,75) и времени разрушения (0,75) говорят о сильной корреляции между прогнозируемыми и фактическими значениями (рис. 1–4, табл. 2).

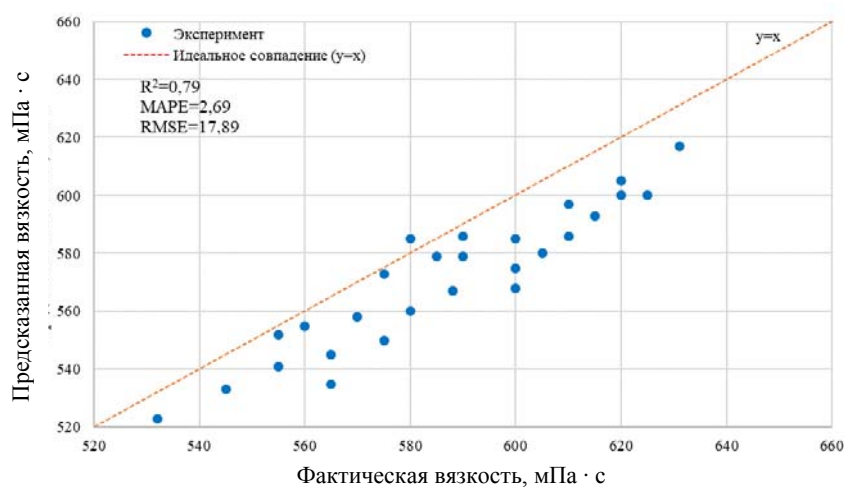


Рис. 1. Фактические и предсказанные значения динамической вязкости для параметра «средняя вязкость на сдвигах», пара 1

Fig. 1. Actual and predicted values of dynamic viscosity for the parameter “average shear viscosity”, pair 1

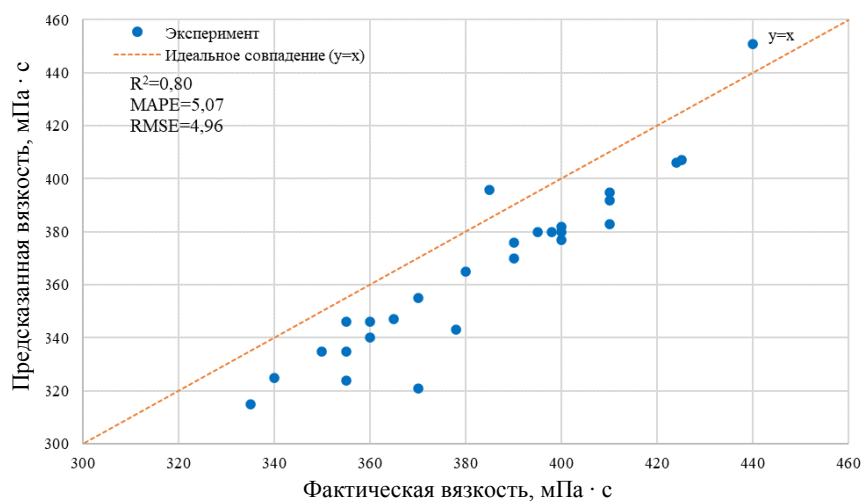


Рис. 2. Фактические и предсказанные значения динамической вязкости для параметра «вязкость через 60 мин», пара 1

Fig. 2. Actual and predicted values of dynamic viscosity for the parameter "viscosity after 60 minutes", pair 1

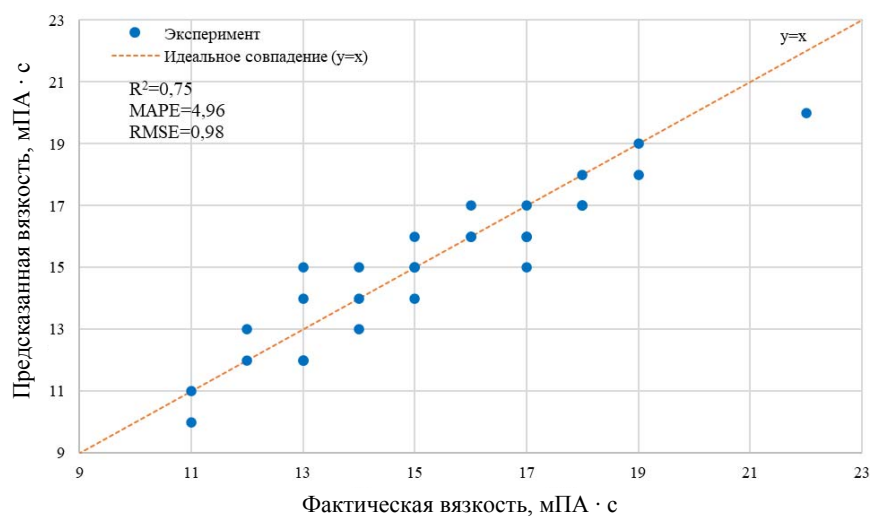


Рис. 3. Фактические и предсказанные значения динамической вязкости для параметра «вязкость через 250 мин», пара 1

Fig. 3. Actual and predicted values of dynamic viscosity for the parameter "viscosity after 250 minutes", pair 1

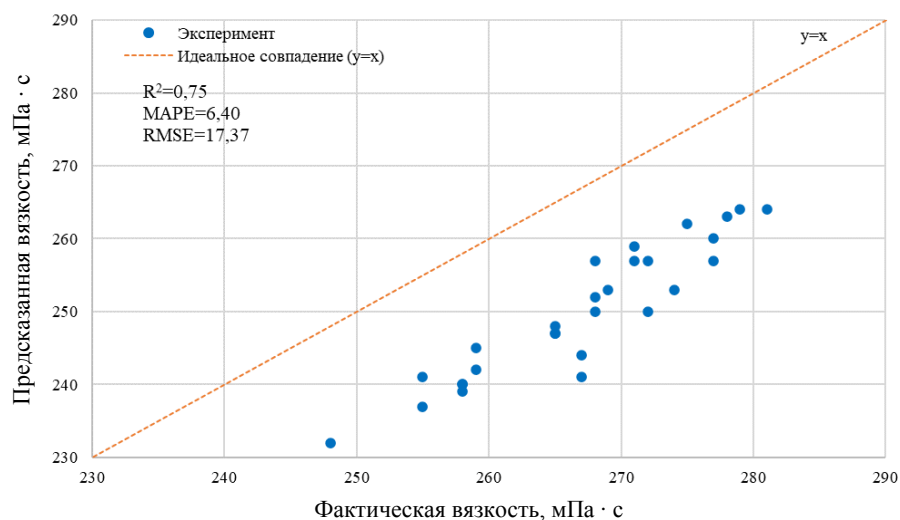


Рис. 4. Фактические и предсказанные значения времени для параметра «время разрушения», пара 1

Fig. 4. Actual and predicted time values for the “destruction time” parameter, pair 1

Таблица 2. Фактические и предсказанные значения для определяемых параметров (пара 1)

Table 2. Actual and predicted values for the determined parameters (pair 1)

Но- мер	Средняя вязкость на «сдвигах», мПа · с		Динамическая вязкость через 60 мин, мПа · с		Динамическая вязкость через 250 мин, мПа · с		Время деструкции до динамической вязкости 5–10 мПа · с, мин		Время восстановления динамической вязкости после снятия сдвиговой нагрузки, мин	
	Факти- ческие	Пред- сказан- ные	Факти- ческие	Пред- сказан- ные	Факти- ческие	Пред- сказан- ные	Факти- ческие	Пред- сказан- ные	Факти- ческие	Пред- сказан- ные
1	631	617	424	406	17	17	275	262	3	4
2	588	567	365	347	13	14	268	252	5	4
3	610	586	398	380	22	20	278	263	4	4
4	532	523	355	324	11	11	267	244	6	6
5	580	585	440	451	19	18	271	259	4	3
6	620	605	400	380	15	16	269	253	7	5
7	575	573	335	315	12	13	258	240	4	4
8	600	568	378	343	19	19	277	260	2	3
9	560	555	310	295	13	12	248	232	6	6
10	590	586	425	407	14	15	259	242	5	7
11	615	593	385	396	16	17	268	257	4	4
12	555	541	355	335	13	15	255	241	3	2
13	530	515	360	346	15	15	255	237	4	4

Окончание табл. 2

Final table 2

Но- мер	Средняя вязкость на «сдвигах», мПа · с		Динамическая вязкость через 60 мин, мПа · с		Динамическая вязкость через 250 мин, мПа · с		Время деструкции до динамической вязкости 5–10 мПа · с, мин		Время восстановления динамической вязкости после снятия сдвиговой нагрузки, мин	
	Факти- ческие	Пред- сказан- ные	Факти- ческие	Пред- сказан- ные	Факти- ческие	Пред- сказан- ные	Факти- ческие	Пред- сказан- ные	Факти- ческие	Пред- сказан- ные
14	625	600	410	395	18	18	267	241	6	5
15	570	558	370	321	14	14	265	247	5	6
16	585	579	400	382	17	16	272	257	3	3
17	600	585	390	370	16	16	272	250	5	5
18	545	533	350	335	12	12	259	245	4	4
19	565	545	360	340	13	12	258	239	6	4
20	610	597	410	392	18	17	268	250	7	6
21	575	550	380	365	15	15	271	257	3	2
22	590	579	395	380	16	16	279	264	4	5
23	555	552	340	325	11	10	258	240	5	4
24	605	580	400	377	17	15	265	248	6	5
25	580	560	370	355	15	14	265	247	4	5
26	620	600	410	383	18	17	281	264	5	6
27	565	535	355	346	14	13	274	253	6	7
28	600	575	390	376	17	16	277	257	4	3

Необходимо отметить, что все значения параметра «время разрушения» на рис. 4 имеют отклонение вниз, т. е. предсказанные значения системно ниже фактических, хотя и незначительно. При этом корреляция остается достаточно высокой ($R^2 = 0,75$). Видимо, это связано с изменением качества или соотношением компонентов в конкретной испытуемой партии деструктора.

Для времени восстановления наблюдается низкая корреляция ($R^2 = 0,25$). По-видимому, это связано с тем, что значения этого параметра находятся в пределах небольших диапазонов (2–7 с), что делает его чувствительным даже к незначительным отклонениям. Из-за этого исследуемая модель не всегда может точно предсказать восстановление геля в таких коротких временных промежутках. Для более точной оценки времени восстановления может потребоваться иной подход, учитывающий более высокую чувствительность и точность измерений, возможно, с применением предсказания интервалов.

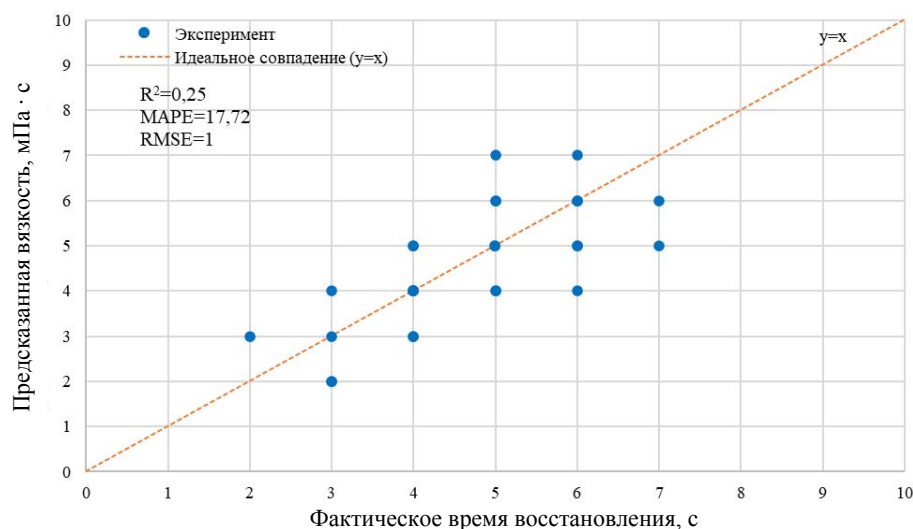


Рис. 5. Фактические и предсказанные значения динамической вязкости для параметра «время восстановления», пара 1

Fig. 5. Actual and predicted values of dynamic viscosity for the “recovery time” parameter, pair 1

Значения *MAPE* для средней вязкости (2,69 %), вязкости на 60-й мин (5,07 %), вязкости на 250-й мин (4,96 %) и времени разрушения (6,40 %) подтверждают хорошую точность прогнозирования. Высокий показатель *MAPE* для времени восстановления (17,72 %) свидетельствует о сложности моделирования данного параметра, как и в случае с R^2 . *RMSE* для всех параметров также находится в допустимом диапазоне для инженерных расчетов.

Во второй паре наблюдалось умеренное снижение точности по сравнению с первой. Коэффициенты детерминации для средней вязкости и вязкости на 60-й мин ($R^2 = 0,74$ и $R^2 = 0,72$ соответственно) остаются достаточно высокими. Время разрушения сохраняет хорошую корреляцию ($R^2 = 0,67$), а время восстановления демонстрирует умеренные показатели ($R^2 = 0,51$). Анализ *MAPE* для этой пары выявил высокую точность прогнозов по средней вязкости (2,42 %) и вязкости на 60-й мин (1,28 %), умеренную точность для времени разрушения (2,94 %) и вязкости на 250-й мин (9,21 %) и недостаточную, опять же, для времени восстановления (32,14 %). Значения *RMSE* подтверждают выявленные тенденции.

Третья пара (рис. 2, табл. 2) показала умеренную точность моделирования. Коэффициенты детерминации для средней вязкости ($R^2 = 0,64$), вязкости на 60-й мин ($R^2 = 0,58$) и времени разрушения ($R^2 = 0,65$) указывают на хорошую степень корреляции. При этом вязкость на 250-й мин практически не моделируется данной парой. Время восстановления также демонстрирует относительно низкие показатели точности ($R^2 = 0,41$).

Значения *MAPE* подтверждают эту тенденцию, показывая высокие уровни для средней вязкости (2,20 %) и времени разрушения (2,66 %), умеренные значения для вязкости на 250-й мин (15,28 %) и времени восстановления (15,18 %). *RMSE* демонстрируют умеренные показатели.

Вывод. В результате проведенных исследований можно отметить следующее:

1. Разработана программа для ЭВМ (свидетельство о регистрации № 2024682951), реализующая алгоритмы машинного обучения, способные предсказывать параметры геля на основе характеристик воды и реагентов. Модель обучалась на расширенной

выборке, включающей 28 наборов данных с разнообразными комбинациями реагентов и условий. Точность модели подтверждена метриками: коэффициенты детерминации R^2 достигли 0,7–0,8 для ключевых параметров, а значения $MAPE$ составили 1,28–6,4 % для большинства характеристик. $RMSE$ не превышал критических порогов, допустимых для инженерных расчетов.

Для параметра «время восстановления» наблюдается низкий R^2 (0,25–0,51), что объясняется узким диапазоном значений (2–7 с) и высокой чувствительностью к единичным отклонениям. Однако модель позволяет прогнозировать допустимые интервалы этого параметра.

Верификация на трех независимых комбинациях партий сшивателя и деструктора показала устойчивую работу модели. В 92–95 % случаев модель правильно предсказала рецептуры, обеспечивающие требуемые значения вязкости и времени разрушения.

Разработанная интеллектуальная модель подбора рецептур жидкостей для гидроразрыва пласта позволяет существенно сократить затраты времени и ресурсов, традиционно расходуемые на лабораторные исследования. В условиях производственной практики время подбора одной рецептуры с учетом всех этапов (подготовка растворов, реометрические испытания, корректировки, повторные замеры) может составлять от 12 до 24 ч работы двух специалистов. Внедрение модели, автоматически формирующей рецептуру с заданными параметрами, позволяет сократить это время в десятки раз, что обеспечивает значительную экономию трудозатрат и времени работы оборудования.

Кроме того, снижение количества необходимых лабораторных испытаний позволяет уменьшить эксплуатационные затраты на расходные материалы (реагенты, фильтры, реактивы), а также на амортизацию оборудования, включая дорогостоящие реометры. Таким образом, даже при частичном внедрении модели возможна экономия в десятки тысяч рублей на каждой серии испытаний, что особенно актуально при работе с десятками скважин в рамках одного проекта.

Отдельно стоит отметить высокий потенциал масштабирования предложенной модели: ее алгоритмическая основа может быть адаптирована под жидкости на основе не только боратных сшивателей, но и других типов сшивателей (циркониевых, титановых, хромовых), а также новых систем на основе биополимеров и синтетических реагентов. Это делает разработку универсальной платформой для построения цифровых решений в области оптимизации технологических жидкостей в нефтегазовой отрасли.

Литература

1. Хузина, Л. Б. Анализ патентной и научной литературы в области гидроразрыва пласта / Л. Б. Хузина, С. В. Любимова, И. Г. Фаттахов // Вестник Российской Академии естественных наук. – 2024. – Т. 24, № 1. – С. 35–38.
2. Зацарина, Л. В. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий на бобриковском объекте Тат-Кандызского месторождения / Л. В. Зацарина, Р. Р. Бадуртдинов, И. Н. Хакимзянов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / Публ. акционер. о-во «ТАТНЕФТЬ» им. В. Д. Шашина. – М., 2019. – Вып. LXXXVII. – С. 82–87.
3. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти в условиях Западно-Сибирской провинции / Р. А. Исмаков, А. А. М. Абдулла, А. П. Чижов, А. В. Лягов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 4 (138). – С. 24–42.
4. Гарипова, Л. И. Об эффективности проведения ГРП на месторождениях ОАО «Татнефть» / Л. И. Гарипова, В. А. Иктисанов // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – 2014. – № 1. – С. 73–78.

5. Аленькин, И. А. Применение машинного обучения при подборе жидкости гидроразрыва / И. А. Аленькин // МИТРО 2024 «Машиностроение. Инновации. Технологии. Робототехника»: III Междунар. науч.-практ. конф. аспирантов, магистрантов и студентов, г. Гомель, 6 дек. 2024 г. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель, 2024. – С. 16–17.
6. Исследование влияния физико-химического состава пресной воды на реологические свойства жидкостей гидроразрыва пласта / А. В. Насыбуллин, И. А. Аленькин, Р. Л. Будкевич [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2025. – № 7 (403). – С. 53–62.

References

1. Khuzina L. B., Lyubimova S. V., Fattakhov I. G. Analysis of patent and scientific literature in the field of hydraulic fracturing. *Vestnik Rossiiskoi Akademii estestvennykh nauk*, 2024, vol. 24, no. 1, pp. 35–38 (in Russian).
2. Zatsarina L. V., Badurtdinov R. R., Khakimzyanov I. N. Evaluation of the effectiveness of geological and technical measures at the Bobrikov site of the Tat-Kandyz field. *Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft'* [Collection of scientific works TatNIPIneft]. Moscow, Publichnoe aktsionernoe obshchestvo «Tatneft» im. V. D. Shashina, 2019, pp. 82–87 (in Russian).
3. Ismakov R. A., Abdulla A. A. M., Chizhov A. P., Lyagov A. V. Analysis of the efficiency of the application of methods for enhanced oil recovery and intensification of oil production in the conditions of the West Siberian province. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov*, 2022, no. 4 (138), pp. 24–42 (in Russian).
4. Garipova L. I., Iktisanov V. A. On the efficiency of hydraulic fracturing at the fields of OAO Tatneft. *Materialy nauchnoi sessii uchenykh Al'met'evskogo gosudarstvennogo neftyanogo instituta*, 2014, no. 1, pp. 73–78 (in Russian).
5. Alen'kin I. A. Machine learning in fracturing fluid selection. *MITRo 2024 «Mashinostroenie. Innovatsii. Tekhnologii. Robototekhnika»*: III Mezhdunar. nauch.-prakt. konf. aspirantov, magistrantov i studentov, Gomel', 6 dek. 2024 g. [MITRO 2024 “Mechanical Engineering. Innovations. Technologies. Robotics”: III International Scientific and Practical Conference of Postgraduate, Master's, and Undergraduate Students, Gomel, December 6, 2024]. Gomel', M-vo obrazovaniya Resp. Belarus', Gomel. gos. tekhn. un-t im. P. O. Sukhogo, 2024, pp. 16–17 (in Russian).
6. Nasybullin A. V., Alenkin I. A., Budkevich R. L., Kochetkov A. V., Zakirov R. R. Study of the influence of physicochemical composition of fresh water on rheological properties of hydraulic fracturing fluids. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2025, no. 7 (403), pp. 53–62.

Информация об авторах

Аленькин Илья Алексеевич – младший научный сотрудник лаборатории «Нефтепромысловая химия». Государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» (ул. Советская, 216, 423462, Альметьевск, Российская Федерация). E-mail: i.alenkin@agni-rt.ru

Information about the authors

Ilya Alekseevich Alenkin – junior researcher Laboratory of Oilfield Chemistry. Almet'yevsk State Technological University “Higher School of Oil” (216, Sovetskaya Str., 423462, Almet'yevsk, Russian Federation). E-mail: i.alenkin@agni-rt.ru

Поступила в редакцию 18.02.2026

УДК 622.243.1

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ СИЛЫ ТРЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ПРОТЯЖЕННЫМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Д. И. БАЙКОВСКИЙ

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

Аннотация. Проведен комплексный анализ наиболее распространенных и современных методов снижения силы трения при бурении скважин с протяженным горизонтальным окончанием. Рассмотрены механические, технологические и химические методы. Особое внимание уделено перспективной технологии поверхностной осцилляции. Для каждого способа дана критическая оценка эффективности, преимуществ и технологических ограничений. На основе практического опыта и анализа доказывается, что несмотря на существование широкого арсенала технологий, ключевым и наиболее рентабельным методом является оптимизация траектории скважины на стадии проектирования планового профиля. Данный подход не требует прямых дополнительных капиталовложений в технологическое оборудование или реагенты. Отмечено, что он позволяет заложить основу для успешной и безаварийной проводки скважины, а также снизить или минимизировать зависимость от дорогостоящих компенсаторных технологий в процессе бурения.

Ключевые слова: сила трения, горизонтальное бурение, оптимизация траектории, осциллятор, буровой раствор, смазочные добавки, роторная управляемая система, коэффициент трения, проектирование скважин.

Для цитирования. Байковский, Д. И. Комплексный анализ методов снижения силы трения при бурении скважин с протяженным горизонтальным окончанием / Д. И. Байковский // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4). – С. 52–61.

A COMPREHENSIVE ANALYSIS OF METHODS FOR REDUCING FRICTION FORCE WHEN DRILLING WELLS WITH AN EXTENDED HORIZONTAL END

D. I. BAYKOVSKY

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

Annotation. This paper presents a comprehensive analysis of the most common and modern methods for reducing friction when drilling wells with extended horizontal completions. Mechanical, technological, and chemical methods are considered, with particular attention paid to the promising technology of surface oscillation. Each method is critically assessed for its effectiveness, advantages, and technological limitations. Based on practical experience and analysis, it is demonstrated that, despite the existence of a wide range of technologies, the key and most cost-effective method is wellbore trajectory optimization at the planned profile design stage. This approach does not require direct additional capital investment in process equipment or reagents. It lays the foundation for successful and trouble-free wellbore completion, as well as reduces or minimizes dependence on expensive compensatory technologies during drilling.

Keywords: friction force, horizontal drilling, trajectory optimization, oscillator, drilling mud, lubricant additives, rotary steerable system, friction coefficient, well design.

For citation. Baikovsky D. I. A comprehensive analysis of methods for reducing friction force when drilling wells with an extended horizontal end. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 52–61 (in Russian).

Введение. В последние десятилетия бурение горизонтальных скважин (ГС) стало ключевым этапом разработки месторождений углеводородов (УВ), особенно в условиях истощения традиционных запасов и роста спроса на энергоресурсы [1, 2]. Пре-

имущества таких скважин неоспоримы: значительное увеличение площади контакта с продуктивным пластом, повышение коэффициента охвата и, как следствие, конечного коэффициента извлечения нефти (КИН). В условиях разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), сосредоточенных в низкопроницаемых и ультранизкопроницаемых коллекторах, комбинация горизонтального бурения с оптимальным азимутальным направлением и многозонным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) позволяет создать обширную зону дренирования с высокой проводимостью [3–5]. Это обеспечивает не только значительный начальный дебит, но и продолжительный эффект, повышая общую рентабельность разработки месторождения.

Однако прогресс в области увеличения длины горизонтального участка наталкивается на серьезные технологические барьеры [6]. Ключевой проблемой, когда в качестве привода долота в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) используется винтовой забойный двигатель (ВЗД), является резкое возрастание силы трения при контакте бурильной колонны (БК) со стенками ствола скважины с протяженным горизонтальным окончанием в процессе спуска, подъема и бурения, особенно в резко искривленных участках. Высокое сопротивление приводит к невозможности передачи необходимой осевой нагрузки на долото, вызывает повышенный износ оборудования и риск дифференциального прихвата. В критических ситуациях делает дальнейшее углубление технически невыполнимым или экономически нецелесообразным. Таким образом, задача эффективного снижения силы трения становится ключевым фактором для обеспечения успешной проводки ствола скважины и достижения заданных проектных целей.

Цель работы. Системный анализ существующих методов снижения силы трения при бурении горизонтальных скважин, оценка их эффективности, ограничений и экономической составляющей для обоснования оптимальной стратегии проектирования и проводки скважин.

Методика проведения исследований. Данная методика включает:

1. Аналитический обзор научно-технической литературы и отраслевых стандартов.
2. Сравнительный анализ технологических решений на основе данных успешного и неуспешного опыта их применения на месторождениях Западной Сибири и других регионов.
3. Практический опыт автора в области проектирования и сопровождения бурения сложнопрофильных скважин с протяженным горизонтальным окончанием.

Описание работы. Для комплексного решения снижения трения при продольном перемещении бурильной и обсадной колонн по стволу скважины в промышленности сформировался набор методов, которые можно систематизировать по трем основным группам: механические, технологические и химические.

Механические методы – данная группа методов предполагает использование специального оборудования, интегрируемого в БК для непосредственного воздействия на характер контакта со стенкой скважины.

Применение вибрационных технологий (осцилляторы или вибраторы): принцип действия основан на генерации низкочастотных колебаний, которые преобразуют статическое трение в динамическое, что снижает сопротивление движению БК. На кустовых площадках одного из месторождений Западной Сибири для решения проблемы повышенного трения на участках с интенсивным пространственным искривлением, (набор зенитного угла с 25 до 85° и одновременным разворотом по азимуту) при бурении в составе КНБК применялись осцилляторы. Ключевым достижением стало снижение коэффициента трения, которое стало основой для комплексного улучшения всех технологических показателей. Уменьшение коэффициента трения непосредственно проявилось в стабилизации параметров бурения: отсутствие срывов

и подвисаний КНБК при выставлении, снижение веса на крюке относительно расчетных значений и улучшение управляемости траекторией в режиме «слайдирования». Снижение трения позволило минимизировать риск дифференциального прихвата и одновременно создать условия для оптимизации рецептуры бурового раствора за счет сокращения интенсивности ввода смазывающих добавок. Сравнительный анализ с реперными скважинами на этих же кустовых площадках, где не применялся осциллятор, подтвердил, что достигнутое снижение трения стало непосредственной причиной устойчивого роста производительности бурения: увеличение механической скорости на 5–10 % и повышение рейсовой скорости с 20–25 м/ч до 25–32 м/ч [7]. Таким образом, все зафиксированные положительные технологические эффекты – от улучшения управляемости до роста скорости проходки и снижения рисков в процессе бурения – имеют единую первопричину, а именно: снижение коэффициента трения. Эффективность технологии доказана. Она позволяет преобразовать статическое трение в динамическое, что облегчает передачу нагрузки и момента. Главный недостаток – дополнительные затраты на дорогостоящее оборудование, а также потенциальный риск усталостного повреждения резьбовых соединений БК и телеметрического оборудования от циклических нагрузок.

Использование центраторов, калибраторов и роликовых опор [8, 9]. Данные элементы предназначены для уменьшения площади контакта, а как следствие – и сил нормальной реакции стенок скважины. Современные пружинные центраторы эффективны для центрирования колонны при цементировании и на участках с умеренной кривизной. Однако в интервалах с интенсивным набором зенитного угла и на длинных горизонтальных участках их эффективность резко падает. Пружины могут разрушаться от усталости, а сами центраторы не способны кардинально снизить трение в условиях высоких боковых нагрузок. Роликовые опоры, хотя и менее распространены, показывают лучшие результаты, но их применение – еще более затратное и повышает риск осложнений, связанных с обломками механических частей.

Применение системы верхнего привода (СВП) [10, 11] – это важный элемент современной буровой установки. Представляет собой подвижный вращатель, совмещающий функции вертлюга и ротора, оснащенный комплексом средств для работы с бурильными и обсадными трубами при выполнении спуско-подъемных операций (СПО). Система верхнего привода является высокотехнологичным решением, которое обладает рядом очевидных преимуществ по сравнению с традиционными элементами буровой установки (ротор и вертлюг). Критически важным является вклад СВП не только в обеспечение безопасности, автоматизации и экономии времени при проведении буровых работ, но и в борьбу с высоким коэффициентом трения, что особенно актуально при бурении сложнопрофильных скважин с протяженным горизонтальным окончанием. За счет возможности непрерывного вращения бурильной колонны как при подъеме, так и при спуске бурильных и обсадных труб в скважину появилась возможность преобразовывать статическое трение в динамическое, что значительно снижает осевое сопротивление и риск прихвата при любых СПО. Система верхнего привода трансформировала процессы бурения скважин с протяженным горизонтальным окончанием, сделав их не только технически осуществимыми, но и экономически эффективными за счет повышения безопасности и коммерческой скорости бурения. Как и любой метод, связанный с непрерывным вращением всей бурильной колонны, использование такого функционала СВП вызывает прогрессирующий износ как бурильных труб (особенно в зонах контакта с переходами диаметров), так и внутренней поверхности обсадных колонн. Данный фактор требует взвешенного технологического подхода, включающего тщательный мониторинг состояния БК и обоснованное ограничение приме-

ния непрерывного вращения для минимизации рисков преждевременного усталостного износа бурильных труб.

Технологические методы – эта группа методов связана с оптимизацией самого процесса бурения.

Применение роторно-управляемой системы (РУС). Роторно-управляемая система позволяет вращать всю БК с поверхности при одновременном управлении пространственным положением забойного двигателя. Это один из самых эффективных методов. При продольном перемещении колонны бурильных труб в скважине с вращением значительная часть силы трения скольжения конвертируется в момент вращения, что резко снижает осевое сопротивление. Однако данный метод имеет серьезные системные недостатки: катастрофически высокий износ обсадных и бурильных колонн, значительное увеличение нагрузки на буровую установку и кратный рост стоимости буровых работ по сравнению с использованием стандартного винтового забойного двигателя (ВЗД). Экономическая целесообразность его применения должна быть тщательно просчитана.

Оптимизация траектории скважины [12, 13] на стадии проектирования. Данный метод предполагает тщательное моделирование и выбор такой пространственной конфигурации ствола, которая минимизирует контактные силы и трение на всей его протяженности. Ключевым параметром является не просто «сглаживание» профиля, а управление так называемой «касательной силой» – силой, с которой БК прижимается к стенке скважины. Современное программное обеспечение для проектирования (например, Landmark COMPASS, Schlumberger INTERSECT) позволяет проводить детальное моделирование с учетом калиброванных данных о трении для конкретного месторождения. Путем варьирования параметрами траектории (радиусов искривления, длин прямолинейных участков, точки отклонения от вертикали) можно спроектировать траекторию, которая избегает участков с критическими значениями касательной силы или минимизирует эту силу. Этот метод не требует прямых дополнительных финансовых затрат. Затраты на работу инженера-проектировщика и лицензии на программное обеспечение (ПО) являются стандартными для любого современного проекта. Все последующие методы (осцилляторы, смазки и т. д.) направлены на снижение силы трения, которая могла быть минимизирована на этапе проектирования. Игнорирование этого этапа неизбежно ведет к росту операционных расходов.

Бурение на обсадной колонне [14, 15]. Технология, при которой обсадная колонна используется в качестве бурильной. Несмотря на то, что в некоторых научных источниках ряд авторов данный способ классифицирует как один из технологических методов борьбы с трением, автор настоящей статьи полагает, что это некорректно. Ключевые преимущества такой технологии заключаются в решении таких проблем, как обрушение неустойчивых, слабосцементированных пород и поглощение бурового раствора за счет немедленного крепления стенок ствола скважины в момент непосредственного бурения. Однако механизм действия такой технологии не направлен на прямое снижение коэффициента трения между обсадной колонной и стенками скважины.

Химические методы – основаны на улучшении смазывающих свойств бурового раствора.

Применение растворов на углеводородной основе (РУО) и смазочных добавок [16–19]. Раствор на углеродной основе обеспечивает не только высокое качество вскрытия продуктивных пластов и обладает высокой ингибирующей способностью, стабильностью своих свойств в широком диапазоне температур, а также изначально характеризуется повышенными смазывающими свойствами, которые способствуют снижению коэффициента трения в отличие от стандартных растворов. Для более де-

шевых растворов на водной основе применяются смазочные добавки: на основе нефти, полигликолей, полимеров, графена, синтетических эмульсий. Самой распространенной смазочной добавкой является нефть. К примеру, при добавлении 5–10 % нефти в необработанный буровой раствор, сила трения уменьшится на 20–30 % между металлической поверхностью и глинистой коркой. Введение в нефть графита в количестве 0,6 % позволяет снизить количество прихватов, уменьшить время на их ликвидацию в 1,5–5 раз и увеличить проходку на долото 5–10 % [20].

Лабораторные и промысловые испытания показывают, что эффективные добавки способны снижать коэффициент трения на 25–60 %. Проведенные компанией ООО «Реагент» лабораторные исследования добавки Dgeel Free показали, что ее содержание в буровом растворе в 0,5 % при плотности раствора 1150 кг/м³ позволило снизить коэффициент трения до 40 % [21]. Высококачественные РУО и импортные добавки значительно удорожают стоимость бурового раствора, что может сделать их применение нерентабельным на ряде проектов. Многие добавки влияют на вязкость, стабильность и фильтрацию раствора, некоторые токсичны. Повышенные температуры в глубоких скважинах сопряжены с воздействием экстремальных термических режимов, под влиянием которых может происходить ухудшение характеристик и разрушение молекулярной структуры отдельных типов смазок, в результате чего смазка утрачивает свои функциональные свойства.

Кроме того, применяемые гидрофобные компоненты способны провоцировать засорение порового пространства вблизи скважины, что ведет к существенному ухудшению фильтрационных характеристик пласта и является причиной пониженного дебита.

Системы поверхностной осцилляции. В последние годы получили активное развитие. Это метод, занимающий промежуточное положение между механическими и технологическими решениями. Все преимущества системы поверхностной осцилляции проистекают из одного фундаментального явления – снижения силы сопротивления движению БК на поверхности ее контакта со стенкой скважины. В отличие от забойных осцилляторов колебания генерируются не внизу БК, а на устье скважины с помощью специального модуля, интегрированного в состав бурового оборудования (например, СВП). За счет таких малоамплитудных возвратно-поступательных колебаний в точках контакта БК со стенками скважины статическое трение не успевает возникнуть. В результате большая часть БК постоянно находится в режиме динамического трения, коэффициент которого на 25–40 % ниже, чем у трения покоя. Важно отметить, что эти колебания, вызванные на устье, эффективно демпфируются по длине БК и не достигают КНБК. Это позволяет забойному двигателю сохранять свое ориентационное положение неизменным, что критически важно для управления траекторией. Для минимизации побочных эффектов система работает по синусоидальной функции с длинной фазой ускорения, что позволяет избежать возникновения разрушительных волн крутящего момента и их влияния на БК.

Особую эффективность система поверхностной осцилляции демонстрирует при совместном использовании осциллятора в КНБК с ВЗД. Эта комбинация обеспечивает создание динамического трения как в верхней, так и в нижней части БК, заменяя собой статическое трение (рис. 1).

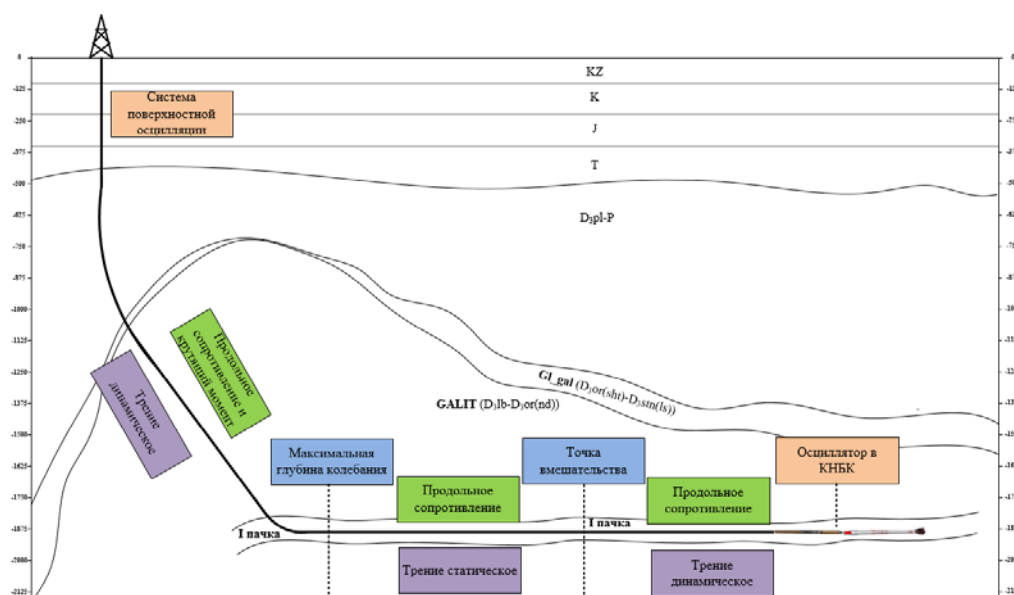


Рис. 1. Схема совместного применения системы поверхностной осцилляции и осциллятора в КНБК с ВЗД

Fig. 1. Schematic diagram of the combined use of a surface oscillation system and an oscillator in a bottomhole assembly with a downhole motor

Применение данной системы в связке со стандартной КНБК на базе винтового забойного двигателя (ВЗД) обеспечивает ряд ключевых преимуществ:

- Снижение потерь осевой нагрузки на трение. Это прямое следствие перехода на динамическое трение. Энергия, ранее расходовавшаяся на преодоление страгивающей нагрузки, теперь направляется непосредственно на долото.
- Увеличение глубины доведения необходимой нагрузки на долото. За счет снижения сопротивления появляется возможность эффективно передавать вес на забой даже в сверхдлинных горизонтальных участках, где ранее это было физически невозможно без дорогостоящих решений.
- Эффективное использование стандартной КНБК с ВЗД. Технология раскрывает полный потенциал классической, надежной и экономичной компоновки, отодвигая необходимость применения более дорогих роторных управляемых систем (РУС) для бурения скважин с протяженным горизонтальным окончанием.
- Повышенная механическая скорость проходки.
- Непрерывное перераспределение нормальных (прижимающих) точек критического напряжения БК. Система постоянно «встряхивает» колонну, предотвращая образование зон с критическим напряжением.
- Снижение риска прихватов. Подвижность колонны является лучшей профилактикой прихватов.

Системы поверхностной осцилляции зарекомендовали себя как рентабельная и высокотехнологичная альтернатива забойным осцилляторам, предлагая сопоставимую эффективность при большей надежности и меньших эксплуатационных затратах. Несмотря на свою эффективность, использование такой системы сопряжено с рядом ограничений и рисков. Ключевой проблемой остается усталостное разрушение буровых труб. Возвратно-поступательные движения создают в трубах циклические напряжения. В местах с концентраторами напряжений (резьбовые соединения, сварные швы, зоны коррозии) могут возникать и развиваться усталостные трещины, в

перспективе приводящие к отрыву колонны. Также сюда можно отнести такие технологические риски, как:

- сложность управления и калибровки. Неправильная настройка параметров (угол поворота, скорость, частота) может свести на нет всю эффективность или, что хуже, усугубить ситуацию, увеличив вибрации и риск усталости;

- отрицательное влияние на некоторые телеметрические системы. Системы с гидравлическим каналом связи (импульсы давления) могут испытывать помехи от работы системы поверхностной осцилляции, так как она создает собственные колебания давления в буровом растворе. Это может привести к потере связи с забойным инструментом;

- ограниченная эффективность в сильно искривленных стволах, где сопротивление может быть настолько велико, что малоамплитудных колебаний будет недостаточно для его преодоления.

Заключение. Проведенный комплексный анализ современных методов снижения силы трения при бурении горизонтальных скважин демонстрирует широкий арсенал доступных технологий. Каждый из рассмотренных методов (механические решения, технологические приемы, химические методы или системы поверхностной осцилляции) имеет свою нишу применения и может показывать высокую эффективность в определенных геолого-технических условиях как по отдельности, так и в комбинации между собой. Тем не менее почти все эти технологии, за одним ключевым исключением, сопряжены со значительными прямыми дополнительными затратами. Аренда забойных осцилляторов и РУС, приобретение дорогостоящих смазочных добавок или переход на растворы на углеводородной основе – все это существенно увеличивает сметную стоимость метра проходки, снижая общую рентабельность разработки месторождения. Единственным методом снижения силы трения, который не только не требует прямых дополнительных капиталовложений, но и закладывает основу для всей последующей экономически эффективной проводки скважины, является оптимизация ее траектории на стадии проектирования. При этом для достижения максимального эффекта необходим индивидуальный, а не шаблонный подход к проектированию траектории скважины с протяженным горизонтальным окончанием. Разработка планового профиля должна адаптироваться под конкретные условия, требования и ограничения в рамках одного месторождения. Инвестиции времени и интеллектуальных ресурсов в этап проектирования многократно окупаются за счет снижения рисков осложнений, непредвиденных ситуаций и минимизации потребности в дорогостоящих технологиях. Таким образом, проектирование оптимальной траектории должно рассматриваться не как один из возможных вариантов, а как обязательная и первоочередная процедура в цикле строительства любой сложнопрофильной скважины с протяженным горизонтальным окончанием.

Литература

1. Глухачев, И. О. Эффективность и перспективы развития технологии горизонтального бурения / И. О. Глухачев, С. Ю. Борхович, В. Р. Драчук // Управление техносферой. – 2024. – Т. 7, вып. 1. – С. 116–124. – URL: <https://technosphere-ing.ru> (дата обращения: 02.03.2026).
2. Состояние и перспективы горизонтального бурения в России / В. В. Кульчицкий, А. Я. Закиров, В. П. Овчинников [и др.] // Бурение и нефть. – 2020. – № 10. – С. 11–19.
3. Байковский, Д. И. Определение оптимального направления траектории бурения горизонтального ствола с учетом вектора главных горизонтальных напряжений для повышения эффективности гидравлического разрыва пласта / Д. И. Байковский // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2022. – № 6 (132). – С. 40–48.

4. Жуковский, А. М. Геомеханическое обоснование выбора направления бурения скважин с гидроразрывом пласта для увеличения объемов добычи нефти на месторождениях Беларуси / А. М. Жуковский, Р. Е. Гутман // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2024. – № 3 (141). – С. 16–22.
5. Прищепа, О. М. Подходы к оценке доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как нетрадиционных источников углеводородов / О. М. Прищепа, А. А. Суханов, И. Р. Макарова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9, № 4. – С. 12.
6. Байковский, Д. И. Технологические факторы, определяющие протяженность горизонтальной скважины в условиях I–III пачки Речицкого месторождения / Д. И. Байковский, П. В. Ревяков, А. Б. Невзорова // Горная механика и машиностроение. – 2024. – № 4. – С. 109–113.
7. Мелюхов, Е. В. Применение осциллятора для повышения эффективности строительства скважин на Еты-Пуровском месторождении / Е. В. Мелюхов, М. В. Омелянюк // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 188–190.
8. Обзор классификации опорно-центрирующих элементов и их назначение в бурильной колонне / Н. И. Гирфанова, А. А. Щевелев, Л. М. Левинсон, Ф. Н. Янгиров // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 3 (119). – С. 35–46.
9. Патент RU 2362866 C2, МПК E21B 4/20 (2006.01), E21B 7/24 (2006.01). Ударно-вращательное устройство (варианты) : № 2005102136/03 : заявлено 28.01.2005 : опубл. 27.07.2009 / Эддисон А. М., Иннес Р. А. ; заявитель Эндергейдж Лимитед (GB). – URL: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2362866 (дата обращения: 15.01.2026).
10. Нигматов, Л. Г. Преимущества использования системы верхнего привода при бурении наклонных и горизонтальных скважин на нефть и газ / Л. Г. Нигматов // Вестник науки. – 2024. – Т. 1, № 11 (80). – С. 1231–1236.
11. Черник, В. В. Применение верхнего привода при бурении на установках УРАЛМАШ 3Д-86 / В. В. Черник // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 4. – С. 43–48.
12. Двойников, М. В. Исследование технико-технологических параметров бурения наклонных скважин / М. В. Двойников // Записки Горного института. – 2017. – № 223. – С. 86–92.
13. Ошибков, А. В. Анализ результатов исследований профилей наклонно-направленных скважин на основе трансцендентных кривых / А. В. Ошибков, Д. Д. Водорезов, М. В. Двойников // Нефть и газ. – 2014. – № 3. – С. 53–57.
14. Малюков, В. П. Применение технологии бурения на обсадных трубах для вскрытия продуктивных горизонтов углеводородных месторождений / В. П. Малюков, М. А. Траоре // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2017. – Т. 18, № 4. – С. 472–479.
15. Андреев, Н. Л. Технология бурения обсадными трубами интервалов многолетнемерзлых горных пород / Н. Л. Андреев // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 4. – С. 6–11.
16. Патент RU 2386656 C1, МПК C09K 8/28 (2006.01). Буровой раствор для строительства скважин в осложненных условиях, преимущественно для бурения пологих и горизонтальных скважин : № 2008144851/03 : заявлено 13.11.2008 : опубл. 20.04.2010 / Фефелов Ю. В., Карасев Д. В., Нацепинская А. М., Гребнева Ф. Н., Гаршина О. В., Некрасова И. Л., Зубенин А. Н., Кардышев М. Н. ; заявитель ООО «Пермский научно-исследовательский и проектный институт нефти» (RU). – URL: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2386656 (дата обращения: 22.01.2026).
17. Патент RU 2347796 C1, МПК C09K 8/035 (2006.01). Смазочный реагент для буровых промывочных жидкостей «СТ-7» и способ его получения : № 2007116915/03 : заявлено 04.05.2007 : опубл. 27.02.2009 / Гунин С. В., Годунов Е. Б. ; заявители Гунин С. В., Годунов Е. Б. (RU). – URL: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2347796 (дата обращения: 27.01.2026).

18. Троицкий, В. Н. Буровые растворы на углеводородной основе с применением органобентонита / В. Н. Троицкий, А. М. Файнштейн // Бурение и нефть. – 2010. – № 3. – С. 42–43.
19. Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин / В. Ю. Гришковец, Ю. С. Давыдов, Т. А. Редкин [и др.] // Известия Сибирского отделения Секции наук о земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2013. – № 2 (43). – С. 95–102.
20. Хузина, Л. Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л. Б. Хузина, Л. В. Петрова, С. В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62–68.
21. Любимова, С. В. Техничко-технологическое решение для снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком / С. В. Любимова, Л. Б. Хузина // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 194–203.

References

1. Glukhachev I. O., Borkhovich S. Yu., Drachuk V. R. Efficiency and prospects of horizontal drilling technology development. *Upravlenie tekhnosferoi = Technosphere Management*, 2024, vol. 7, iss. 1, pp. 116–124. Available at: <https://technosphere-ing.ru> (accessed 12 March 2026) (in Russian).
2. Kul'chitskii V. V., Zakirov A. Ya, Ovchinnikov V. P., Shcherbakov A. V., Bannov E. A., Nikonov V. A. Status and prospects of horizontal drilling in Russia. *Burenie i neft'*, 2020, no. 10, pp. 11–19 (in Russian).
3. Baikovskii D. I. Determination of the optimal direction of the horizontal wellbore trajectory taking into account the vector of principal horizontal stresses to increase hydraulic fracturing efficiency. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2022, no. 6 (132), pp. 40–48 (in Russian).
4. Zhukovskii A. M., Gutman R. E. Geomechanical justification of choosing the drilling direction for wells with hydraulic fracturing to increase oil production at Belarusian fields. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2024, no. 3(141), pp. 16–22 (in Russian).
5. Prishchepa O. M., Sukhanov A. A., Makarova I. R. Approaches to the assessment of the Domanik deposits of the Timan-Pechora oil and gas province as unconventional hydrocarbon sources. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2014, vol. 9, no. 4, p. 12 (in Russian).
6. Baikovskii D. I., Revyakov P. V., Nevzorova A. B. Technological factors determining the horizontal well length in the conditions of I–III formations of the Rechitsa field. *Gornaya mekhanika i mashinostroyeniye*, 2024, no. 4, pp. 109–113 (in Russian).
7. Melyukhov E. V., Omel'yanyuk M. V. Application of an oscillator to improve drilling efficiency at the Ety-Purovskoye field. *Bulatovskie chteniya*, 2018, vol. 3, pp. 188–190 (in Russian).
8. Girfanova N. I., Shchevelev A. A., Levinson L. M., Yangirov F. N. Review of the classification of centralizing elements and their purpose in the drill string. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov = Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2019, no. 3 (119), pp. 35–46 (in Russian).
9. Eddison A. M., Innes R. A. Percussion-rotary facility (versions). Patent RU. no. 2362866 C2, 2009. (in Russian). Available at: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RU PAT&DocNumber=2362866 (accessed 15 January 2026).
10. Nigmatov L. G. Advantages of using a top drive system in drilling deviated and horizontal oil and gas wells. *Vestnik nauki*, 2024, vol. 1, no. 11 (80), pp. 1231–1236 (in Russian).
11. Chernik V. V. Application of top drive in drilling on URALMASH 3D-86 rigs. *Vestnik Assotsiatsii burovyykh podryadchikov*, 2011, no. 4, pp. 43–48 (in Russian).
12. Dvoynikov M. V. Study of technical and technological parameters of directional drilling. *Zapiski Gornogo instituta*, 2017, no. 223, pp. 86–92 (in Russian).

13. Oshibkov A. V., Vodorezov D. D., Dvoynikov M. V. Analysis of the research results of directional well profiles based on transcendental curves. *Neft'i gaz*, 2014, no. 3, pp. 53–57 (in Russian).
14. Malyukov V. P., Traore M. A. Application of casing drilling technology for penetrating productive horizons of hydrocarbon fields. *Vestnik Rossiiskogo universiteta druzhby narodov. Seriya: Inzhenernye issledovaniya = Bulletin of Peoples' Friendship University of Russia. Series: Engineering researches*, 2017, vol. 18, no. 4, pp. 472–479 (in Russian).
15. Andreev N. L. Casing drilling technology in permafrost rock intervals. *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti = Science and Technology in the Gas Industry*, 2010, no. 4, pp. 6–11 (in Russian).
16. Fefelov Yu. V., Karasev D. V., Natsepinskaya A. M., Grebneva F. N., Garshina O. V., Nekrasova I. L., Zubenin A. N., Kardyshev M. N. Drilling fluid for well construction in difficult conditions, mainly for drilling extended-reach wells and horizontal wells. Patent RU. no. 2386656 C1, 2010 (in Russian). Available at: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2386656 (accessed 22 January 2026).
17. Gunin S. V., Godunov E. B. Lubricant reagent for drilling fluids “ST-7” and method for its preparation. Patent RU. no. 2347796 C1, 2009 (in Russian). Available at: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2347796 (accessed 27 January 2026).
18. Troitskii V. N., Fainshtein A. M. Oil-based drilling fluids using organobentonite. *Burenie i nef't*, 2010, no. 3, pp. 42–43 (in Russian).
19. Grishkovets V. Yu., Davydov Yu. S., Redkin T. A., Nikolaeva L. V., Karpikov A. V. Advantages of using oil-based drilling fluids in oil and gas well drilling. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektsii nauk o zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, poiski i razvedka rudnykh mestorozhdenij*, 2013, no. 2 (43), pp. 95–102 (in Russian).
20. Khuzina L. B., Petrova L. V., Lyubimova S. V. Methods for reducing friction forces in field development by horizontal wells. *Neftegazovoe delo*, 2012, no. 5, pp. 62–68 (in Russian).
21. Lyubimova S. V., Khuzina L. B. Technical and technological solution to reduce the friction coefficient of the drill string against the wellbore walls when drilling wells with a horizontal section. *Neftegazovoe delo*, 2012, no. 2, pp. 194–203 (in Russian).

Информация об авторах

Байковский Денис Игоревич – инженер проектировщик 2 категории отдела проектирования строительства скважин службы подготовки геологических данных. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: d.baykovsky@beloil.by

Information about the authors

Baykovsky Denis Igorevich – design engineer 2 category well construction design department, geological data preparation service. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: d.baykovsky@beloil.by

Поступила в редакцию 12.03.2026

УДК 556.314:662.276(476)

РАЗВИТИЕ НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЗАСОЛОНЕННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

С. Л. ПОРОШИНА¹, В. Д. ПОРОШИН¹, П. П. ПОВЖИК²

¹*Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

²*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. Используя ранее обоснованную научно-методическую базу и разработанный комплекс новых гидрохимических методов (метод оценки представительности гидрохимических данных, методы изучения интенсивности рассоления продуктивных пород Галит-1 и Галит-1т, а также метод оценки взаимосвязи нагнетательных и добывающих скважин и расчета скоростей фильтрационных потоков), предложена комплексная гидрохимическая методика анализа и контроля разработки нефтяных месторождений с засоленными коллекторами. Отмечено, что результаты апробации разработанной методики на примере ряда межсолевых и подсолевых залежей нефти Припятского прогиба показали высокую ее эффективность при решении многих непростых, но очень важных нефтепромысловых задач.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, эксплуатация скважин, гидрохимические методы, засоленные коллекторы.

Для цитирования. Порошина, С. Л. Развитие научно-методической базы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений с засоленными коллекторами / С. Л. Порошина, В. Д. Порошин, П. П. Повжик // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4). – С. 62–73.

DEVELOPMENT OF A SCIENTIFIC AND METHODOLOGICAL BASE FOR PROCESSING AND INTERPRETATION OF HYDROCHEMICAL DATA IN MONITORING THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS WITH SALINE RESERVOIRS

S. L. POROSHINA¹, V. D. POROSHIN¹, P. P. POVZHIK²

¹*Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus*

²*RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Annotation. Using a previously substantiated scientific and methodological base and a developed set of new hydrochemical methods (a method for assessing the representativeness of hydrochemical data, methods for studying the intensity of desalination of productive rocks Galit-1 and Galit-1t, as well as a method for assessing the relationship between injection and production wells and calculating the filtration flow rates), a comprehensive hydrochemical technique for analyzing and monitoring the development of oil fields with saline reservoirs is proposed. The results of testing the developed methodology using a number of intersalt and subsalt oil deposits in the Pripyat Trough demonstrated its high effectiveness in solving many complex, yet crucial, oilfield problems.

Keywords: oil field development, well operation, hydrochemical methods, saline reservoirs.

For citation. Poroshina S. L., Poroshin V. D., Povzhik P. P. Development of a scientific and methodological base for processing and interpretation of hydrochemical data in monitoring the development of oil fields with saline reservoirs. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 62–73 (in Russian).

Введение. Подсолевые и межсолевые залежи нефти Припятского прогиба, юга Сибирской платформы, Триасовой провинции в Алжире, осадочных бассейнов штата Мичиган в США и некоторых других регионов связаны с коллекторами, пустотное пространство которых в той или иной степени заполнено вторичным галитом, сформированным на катагенетической стадии преобразования горных пород [1]. Характерной особенностью таких регионов является не только широкое развитие засоленных коллекторов в нефтегазоносных горизонтах и комплексах, но и региональное распространение высокоминерализованных (300–600 г/л) хлоркальциевых рассолов с предельным содержанием в них хлорида натрия. При освоении нефтегазовых ресурсов названных территорий отмечено, с одной стороны, выпадение из пластовых и попутных вод новообразований галита, приводящее к снижению приемистости нагнетательных и продуктивности добывающих скважин. С другой, установлено масштабное растворение катагенетического галита продуктивных коллекторов водами, закачиваемыми для поддержания пластового давления (ППД), что приводит к существенному изменению их емкостных и фильтрационных свойств [2]. Названные особенности заметно усложняют проведение в таких регионах геолого-разведочных и нефтепромысловых работ. Это обуславливает необходимость применения особых методов освоения и эксплуатации скважин, технологий изучения, моделирования, проектирования и регулирования разработки открытых нефтяных месторождений [3], а также диктует необходимость разработки своеобразных подходов к гидрохимическому мониторингу, обработке и интерпретации данных по составу пластовых, закачиваемых для ППД и попутно добываемых вод.

Цель работы. Расширить и усовершенствовать научно-методическую базу обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений с засоленными коллекторами.

Обработка и интерпретации гидрохимических данных при анализе и контроле разработки нефтяных месторождений. Гидрохимические методы в целях контроля разработки нефтяных месторождений активно начали разрабатываться и использоваться с 70-х гг. прошлого столетия преимущественно на нефтепромыслах Азербайджана, Урало-Поволжья и Западной Сибири, где засоления коллекторов не отмечалось [4–7]. Сформированная при этом научно-методическая база обработки и интерпретации гидрохимических данных в нефтепромысловых целях оказалась малоприменимой для условий активно развивавшегося в это время Припятского района нефтедобычи, в продуктивных пластах которого было установлено широкое распространение катагенетического галита [8–10]. Проведенные здесь исследования указывали на более сложный механизм формирования химического состава попутно извлекаемых с нефтью вод по сравнению с регионами, для которых была сформирована методическая база гидрохимического контроля разработки. Если на большинстве разрабатываемых нефтяных месторождений химический состав попутных вод формируется за счет смешения пластовых (краевых, подошвенных, законтурных) и закачиваемых для поддержания пластового давления вод, то на месторождениях Припятской нефтегазоносной области, а впоследствии и Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, было установлено существенное влияние на их формирование процессов растворения, находящегося в продуктивных пластах вторичного галита. В частности, установлены значительные отклонения концентраций ряда водорастворенных элементов в попутных водах от теоретически ожидаемых (формируемых путем смешения пластовых рассолов с закачиваемыми водами): обнаружено относительное снижение концентраций брома, калия, кальция и магния и повышение концентрации натрия, что объясняется дополнительным обогащением попутных вод хлоридом натрия за счет растворения вторичного галита продуктивных пород [11, 12]. С учетом

этой особенности В. Д. Порошиным и В. В. Муляком в соавторстве с сотрудниками лаборатории нефтепромысловой гидрогеологии Института БелНИПИнефть на основе фактических данных по крупнейшим нефтяным залежам Беларуси был разработан и апробирован комплекс методов гидрохимического контроля за освоением нефтяных месторождений с засоленными коллекторами [11–15].

С вовлечением в процесс гидрохимического сопровождения разработки все новых нефтяных месторождений Припятского прогиба, существенным ростом обводненности ранее введенных в эксплуатацию залежей нефти и накоплением многочисленных новых данных о плотности и составе попутно добываемых вод заметно расширился перечень задач, ставящихся перед гидрохимическими исследованиями. Это свидетельствовало о необходимости дальнейшего совершенствования предложенных ранее методических подходов к обработке и интерпретации гидрохимических данных. Прежде всего, это касалось методов контроля за изменением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов в процессе рассоления продуктивных пластов при эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин.

Для решения данной задачи, в первую очередь, необходимо было учесть происходящее в призабойной зоне и самих добывающих скважинах изменение химического состава поступающих из продуктивных пластов вод при их смешении с технологическими (преимущественно пресными) водами, подливаемыми в скважины для предупреждения и борьбы с солеотложениями и асфальтосмолопарафиновыми (АСПО) образованиями. Такого рода технологические обработки в отличие от большинства других нефтедобывающих регионов с разной интенсивностью проводятся на подавляющем большинстве нефтяных месторождений Беларуси, где добывается обводненная продукция. На ряде скважин их количество достигает 25–30 в месяц. По отдельным залежам объемы вод, подливаемых в добывающие скважины, и вод, закачиваемых для ППД, могут быть сопоставимыми. В зависимости от объемов и состава подливаемых вод, частоты проводимых обработок и интервала времени отбора проб после их проведения минерализация попутных вод может колебаться от первых единиц до 320–350 г/л, плотность – от 1,001 до 1,25 г/см³, а содержание хлора и других макро- и микрокомпонентов при этом также имеет очень широкий диапазон.

Несмотря на это, при обработке первичных данных и проведении гидрохимических расчетов, необходимых для анализа и контроля эксплуатации добывающих скважин и разработки нефтяных залежей Припятского прогиба, влияние степени разбавления технологическими водами попутных рассолов, поступающих из продуктивных пластов, ранее практически не учитывалось. Для расчета величин долевого участия закачиваемых вод (ДЗВ) и избыточных концентраций хлорида натрия в последних ($\text{NaCl}_{\text{изб}}$) по разработанным В. Д. Порошиным и В. П. Хайнаком программам KANAL и GALIT должны были использоваться только химические анализы проб, характеризующих состав попутных вод, поступающих в скважины непосредственно из пластов [15]. Затем с использованием полученных результатов расчета величины $\text{NaCl}_{\text{изб}}$ велись работы по определению объемов растворенного в продуктивных пластах и вынесенного с попутными водами катагенетического галита ($V_{\text{гал}}$), построению и интерпретации графиков и карт, отражающих особенности изменения плотности попутных вод и других гидрохимических показателей в процессе эксплуатации скважин и разработки залежей.

Во многих же проанализированных пробах попутных вод, как мы уже отмечали, содержались технологические воды. Надежных методов отбора наиболее представительных проб (характеризующих воды, обводняющие залежи) из всей совокупности имеющихся химических анализов предложено не было. Эта задача решалась экспертным путем, а качество ее решения зависело от уровня подготовки и опыта специали-

ста. Химические анализы попутных вод, содержащих, по мнению эксперта, в своем составе заметное количество техногенной составляющей, для решения стоящих задач обычно не использовались [13–15]*. Сложная процедура оценки доли закачиваемой воды и пластовых рассолов в вытеснении нефти, невозможность использования многочисленных химических анализов попутных вод при наличии в их составе техногенной составляющей, отсутствие четких приемов отбора представительных данных (экспертная оценка) и устаревшее программное обеспечение затрудняли оперативное использование гидрохимической информации по предложенным ранее методам. Проводимые в дальнейшем работы по гидрохимическому сопровождению разработки нефтяных месторождений Припятского прогиба указывали не только на необходимость оценки представительности данных по составу попутных вод с учетом влияния технологических обработок скважин, но и на целесообразность совершенствования и корректировки ряда уже существовавших подходов к обработке гидрогеохимических материалов, выработки новых методов проведения расчетов и комплексной интерпретации данных по составу пластовых, закачиваемых и попутных вод, а также объединения наиболее эффективных методов в единую методику.

Для решения данной задачи авторы провели в последние годы детальный анализ и интерпретацию гидрохимических сведений по ряду залежей Березинского, Золотухинского, Карташовского, Осташковичского, Северо-Домановичского месторождений и их увязку с материалами выполненных нефтепромысловых исследований, результатами осуществленных геолого-технических мероприятий, динамикой основных технологических показателей разработки залежей и эксплуатации скважин. Это позволило доработать существовавшую научно-методическую базу камеральной обработки результатов гидрохимического мониторинга [16–19] и предложить усовершенствованную методику контроля разработки нефтяных месторождений с засоленными коллекторами по данным о плотности и составе промысловых вод.

Усовершенствованная методика использования гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений с засоленными коллекторами. В соответствии с предлагаемой методикой, прежде всего, необходимо определиться с представительностью имеющихся химических анализов попутных вод. Начинать такие работы следует с построения графиков изменения плотности попутных вод, определенных по результатам массовых оперативных замеров за время эксплуатации всех добывающих скважин анализируемой залежи, нанесения и выделения на них данных о плотности вод из имеющихся химических анализов [18]. При интерпретации таких графиков рекомендуется учитывать сведения по многочисленным технологическим обработкам скважин пресными водами (времени проведения, составу и объему подливаемых вод), заметно снижающим плотность попутных вод и концентрации в них различных ионов.

К примеру, за время эксплуатации скважины 76 семилукско-саргаевского объекта разработки Золотухинского месторождения (левая часть графика на рис. 1, б) целостная картина изменения плотности попутных вод прослеживается достаточно четко, что связано с отсутствием технологических обработок (рис. 1, а). Имеющиеся по данному периоду времени результаты химических анализов попутных вод (розовые точки) можно считать представительными, так как они достаточно полно характеризуют воды, которыми в это время обводнялась скважина. После перевода скважины на воронежский горизонт гидрогеохимическая картина резко изменилась, о чем свидетельствует хаотичное распределение данных о плотностях попутно добываемых с нефтью

*В случае использования для расчетов данных по пробам даже с относительно небольшим содержанием техногенной составляющей обычно получали недостоверные или даже нереальные результаты.

вод, что связано с масштабными технологическими обработками скважины пресной водой (рис. 1, а). Имеющиеся сведения о химическом составе попутных вод в своем большинстве (черные точки) характеризуют поступающие из продуктивных пластов рассолы, заметно разбавленные подливаемыми пресными водами (рис. 1, б).

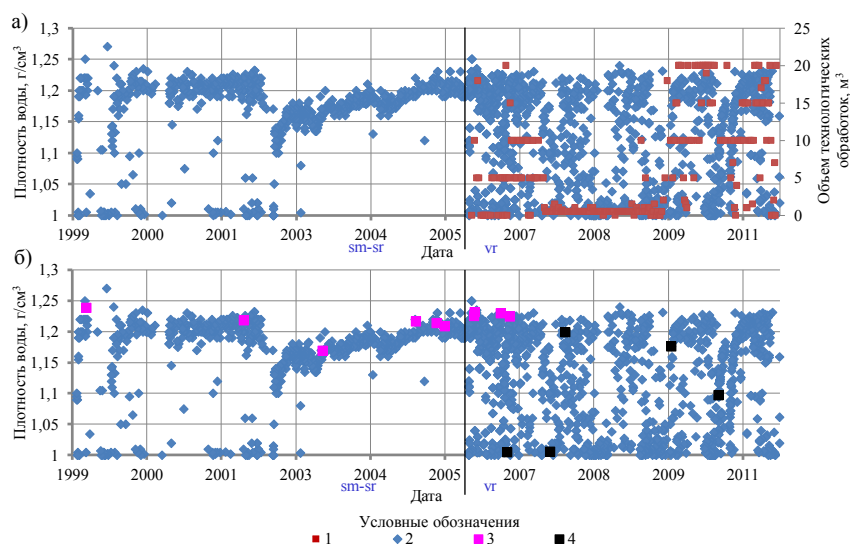


Рис. 1. Изменение плотности попутных вод и объемов технологических обработок в процессе эксплуатации скважины 76 Золотухинская (а).

Сопоставление данных о плотностях попутных вод по оперативным замерам и результатам химических анализов (б):

1 – объем технологических обработок; 2 – плотности попутных вод по оперативным замерам в НГДУ «Речицанефть»; 3–4 – плотности попутных вод по результатам химических анализов (3 – выборка 1; 4 – выборка 2)

Fig. 1. Change in associated water density and volume of technological treatments during the operation of well 76 Zolotukhinskaya (a).

Comparison of associated water densities based on operational measurements and chemical analysis results (b):

1 – volume of technological treatments, 2 – associated water densities based on operational measurements at NGDU Rechitsaneft, 3–4 – associated water densities based on chemical analysis results (3 – sample 1, 4 – sample 2)

С учетом продемонстрированного подхода предложено разделять совокупность имеющихся химических анализов попутных вод на две выборки, первая из которых характеризует состав рассолов, поступающих в добывающие скважины из продуктивных пластов (воды, обводняющие залежь), а вторая – вод, существенно изменивших свой состав в результате технологических обработок (воды, обводняющие добываемую продукцию). Результаты работ по оценке представительности данных по составу попутных вод позволили сделать вывод о целесообразности разработки и применения самостоятельных методов расчета ряда основных гидрохимических показателей (значений доли закачиваемой воды (ДЗВ) и величин $\text{NaCl}_{\text{изб}}$) по анализам попутно добываемых вод из разных выборок.

Так, для определения ДЗВ в попутно добываемых водах первой выборки, в отличие от используемого ранее достаточно сложного метода, вместо общей минерализации (зависящей не только от смешения закачиваемых и пластовых вод, но и от растворения галита) предложено использовать суммарные концентрации кальция и магния в пластовых (пл), закачиваемых (з) и попутных (поп) водах [16]:

$$ДЗВ = \frac{(Ca + Mg)_{пл} - (Ca + Mg)_{поп.}}{(Ca + Mg)_{пл} - (Ca + Mg)_3} \quad (1)$$

Избыточное количество натрия $Na_{изб}$, поступившее в попутно добываемую воду при растворении в продуктивных пластах галитовых выполнений, определяется, по формуле

$$Na_{изб} = Na_{поп} - Na_{теор}, \quad (2)$$

где $Na_{теор}$ – теоретическая (расчетная) концентрация натрия в смеси закачиваемой и пластовой воды, мг/л.

$$Na_{теор} = Na_{пл} (1 - ДЗВ) + Na_3 ДЗВ. \quad (3)$$

Тогда избыточное содержание хлорида натрия в попутной воде $NaCl_{изб}$ может быть определено по формуле

$$NaCl_{изб} = 2,54 Na_{изб}, \quad (4)$$

где 2,54 – коэффициент, позволяющий по концентрации натрия и молекулярной массе химических элементов, входящих в формулу галита, рассчитать содержание $NaCl$ в растворе.

Масса растворенного в продуктивном пласте галита ($mNaCl$), вынесенного конкретной скважиной или по залежи в целом за любой временной период либо за весь срок их эксплуатации, определяется как произведение избыточной концентрации галита и объема попутно добытых вод. Объем дополнительно сформировавшихся при этом фильтрационных каналов находится путем деления полученного значения на плотность галита (2,15 г/см³).

На основе предложенной методики [17] разработан расчетный модуль Галит-1. Проведенное сравнение результатов расчетов по ранее разработанной и более сложной программе KANAL и расчетному модулю Галит-1 говорит об их хорошей сопоставимости ($R^2 = 0,9971$), что позволило рекомендовать предложенный нами упрощенный метод для широкого применения при проведении расчетов с использованием химических анализов, отнесенных к первой выборке, характеризующей воды, обводняющие залежи.

Методических приемов корректного использования анализов из второй выборки, отражающих состав вод, обводняющих добываемую продукцию, ранее предложено не было. Поэтому многие нефтепромысловые задачи по объектам и скважинам, на которых массово проводились технологические обработки, не решались. Для проведения расчетов с использованием таких анализов необходимо было определить содержание основных катионов в неразбавленных водах, поступающих в скважины из продуктивных пластов. Для этого на примере обработки и интерпретации материалов по подсолевым залежам Золотухинского месторождения была обоснована целесообразность использования зависимости величины концентраций интересующих нас элементов от плотности путем соединения точек, характеризующих конкретные данные по пробам попутной и технологической вод (рис. 2) [19]. Продление этой линии до значений плотности, характерной для вод, поступающих в это время из залежи в скважину (берется из графика изменения плотностей попутных вод в процессе ее эксплуатации, в приводимом примере – 1,23 г/см³), позволит определить суммарные концентрации в них кальция и магния, а по аналогии – также суммы натрия и калия.

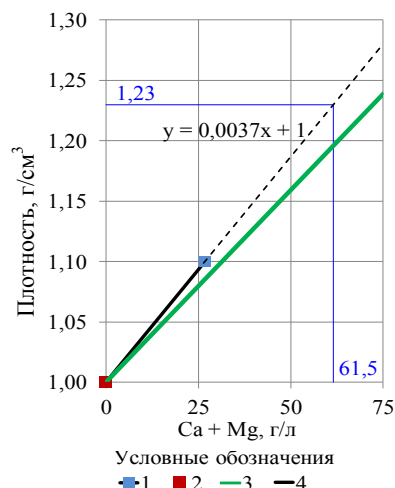


Рис. 2. Оценка суммарных концентраций кальция и магния в поступивших из продуктивных пластов рассолах с использованием химического анализа попутных вод, содержащих значительное количество техногенной составляющей (для пробы от 01.10.1996 г. по скважине 50 Золотухинской): 1–2 – данные по составу попутных (1) и технологических (2) вод; 3–4 – линейные зависимости для пластовых рассолов (3) и попутных вод (4)

Fig. 2. Estimation of total calcium and magnesium concentrations in brines released from productive formations using chemical analysis of associated waters containing a significant amount of man-made components (for the sample from October 1, 1996, from well 50 Zolotukhinskaya): 1–2 – data on the composition of associated (1) and process (2) waters; 3–4 – linear relationships for formation brines (3) and associated waters (4)

Концентрации основных катионов в обводняющих залежи водах, установленные с использованием рассмотренного подхода, используются в дальнейшем для расчета величины долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых и значений $\text{NaCl}_{\text{изб}}$ для каждой из проанализированных проб по методу Галит-1. Изложенный методический подход получил название Галит-1т.

Полученные результаты расчетов с помощью разработанных расчетных модулей Галит-1 и Галит-1т также, как и в существовавшей ранее методике [12–15], должны использоваться для построения разнообразных карт и графиков, отражающих особенности изменения плотностей попутных вод и рассмотренных гидрогеохимических показателей в процессе эксплуатации скважин, а также разработки залежей и их отдельных участков во времени.

Следующий этап исследований заключается в решении ряда весьма важных задач регулирования разработки нефтяных месторождений – определении активности влияющих на вытеснение нефти нагнетательных скважин, изучении направлений и скоростей фильтрационных потоков, локализации участков разной интенсивности рассоления коллекторов в пределах изучаемого эксплуатационного объекта.

Как показали проведенные исследования на ряде нефтяных месторождений Беларуси, увеличение объемов закачки относительно слабоминерализованных или пресных вод обычно приводит к понижению плотности поступающих из продуктивного пласта попутно добываемых с нефтью рассолов за счет увеличения скоростей продвижения закачиваемой воды (снижения времени их контакта с засоленными породами) и роста в них доли пресных вод. И наоборот: снижение объемов закачки или остановка работы нагнетательных скважин (снижение доли закачиваемых вод и уве-

личение продолжительности контакта этих вод с засолоненным коллектором) ведут к повышению их плотности. Для эффективного решения рассматриваемых задач было рекомендовано строить графики изменения плотностей попутных и закачиваемых вод с синхронной шкалой времени для добывающей и предположительно влияющих на нее нагнетательных скважин. На верхний график наносят массовые оперативные данные о плотностях попутных вод добывающей скважины и обычно немногочисленные значения этого показателя из таблицы химических анализов вод, выделенные другими условными обозначениями. На этом же графике, исходя из установленных закономерностей изменения плотности попутных вод во времени, выделяются отдельные этапы эксплуатации скважин, а также отражаются особенности изменения величин долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых и величин избыточных концентраций хлорида натрия – в попутных водах, определенных с помощью расчетных модулей – Галит-1 (по химическим анализам рассолов, поступающих в скважину из продуктивных пластов) и Галит-1т (по анализам проб с заметной долей подливаемых пресных вод).

Ниже этого графика располагаются один или серия графиков по близлежащим нагнетательным скважинам, которые могут оказывать влияние на работу рассматриваемой добывающей скважины. На них отражается изменение плотности закачиваемых вод и ежемесячные объемы закачки, а также выделяются этапы характерного поведения объемов закачки, которые визуальнo коррелируют с выделенными этапами асинхронного поведения плотностей попутных вод на верхнем графике.

Так, наращивание ежемесячных объемов закачки воды в нагнетательную скважину 117 Березинского нефтяного месторождения с 1986 по 1992 г. привело к резкому снижению величины $\text{NaCl}_{\text{изб}}$ в попутно добываемых рассолах скважины 108 (рис. 3), синхронному снижению плотности попутных вод и их общей минерализации (период I). Уменьшение объемов закачки вод и стабилизация этого показателя на более низком уровне существенно замедлили темп снижения плотности попутных вод (период II). Дальнейшее падение объемов закачки и остановка работы нагнетательной скважины в 2003 г. вызвали перераспределение фильтрационных потоков, скачкообразный рост избыточных концентраций хлорида натрия в попутно добываемых с нефтью рассолах скважины 108 и соответственно существенный рост плотностей попутных вод (период III). Возобновление закачки воды в скважину 117 в 2004 г., но уже в меньших объемах, чем в первый период ее эксплуатации, приводит к медленному снижению плотности попутных вод и синхронному падению интенсивности растворения галита (период IV).

Определив по рис. 3 время реагирования скважины 108 на резкое изменение объемов закачиваемых вод либо на приостановку нагнетания в скважине 117 (346, 309 и 468 сут соответственно на начало II, III и IV периодов) и зная расстояние между забоями этих скважин (850 м), мы определили скорости перемещения закачиваемых вод к добывающей скважине 108, которые составили 2,46, 2,75 и 1,82 м/сут.

Отметим, что в данном случае все эти изменения плотности и химического состава попутных вод проявляются при достаточно стабильной величине доли закачиваемых вод в попутно добываемых, что указывает на различную интенсивность их обогащения хлоридами натрия за счет растворения вторичных галитовых включений в разные периоды эксплуатации рассматриваемых скважин.

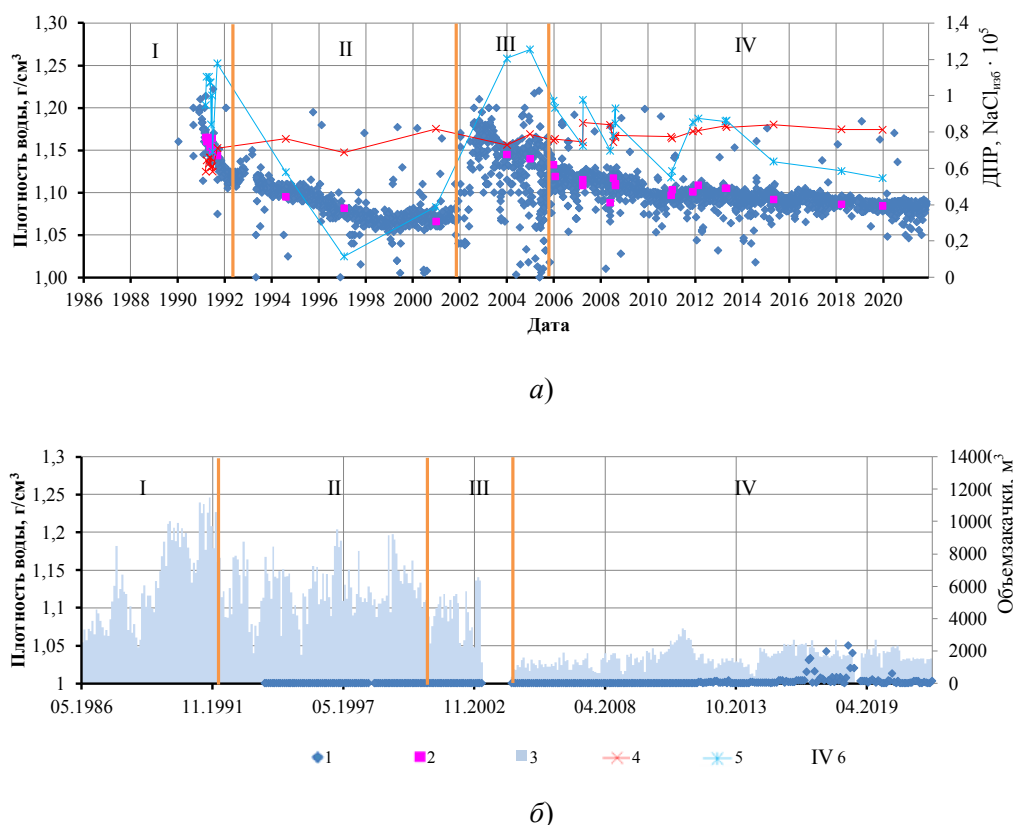


Рис. 3. Сопоставление плотностей попутных рассолов, долевого содержания в них закачиваемых вод и избыточных концентраций хлорида натрия добывающей скважины 108 с объемами закачки пресных вод в нагнетательную скважину 117 Березинского месторождения:

- 1 – плотности попутных вод по оперативным замерам в НГДУ «Речицанефть»;
 2 – плотности попутных вод по результатам химических анализов;
 3 – объемы закачиваемой воды; 4 – ДЗВ; 5 – $\text{NaCl}_{\text{изб}}$, г/л; 6 – этапы

Fig. 3. Comparison of associated brine densities, the fractional content of injected water, and excess sodium chloride concentrations in production well 108 with freshwater injection volumes into injection well 117 at the Berezinskoye field:

- 1 – associated water densities based on operational measurements at Rechitsaneft Oil and Gas Production Department; 2 – associated water densities based on chemical analysis results;
 3 – injected water volumes; 4 – DZV; 5 – $\text{NaCl}_{\text{excess}}$, g/l; 6 – stages

Анализ подобных графических построений позволяет более основательно изучить особенности влияния закачиваемых вод конкретных нагнетательных скважин на формирование состава попутных вод рассматриваемой добывающей скважины в процессе ее эксплуатации, а значит, установить особенности формирования энергетики прилегающего участка залежи и характера его заводнения пластовыми и закачиваемыми водами, которые участвуют в вытеснении нефти. Кроме того, зная направления перемещения закачиваемых вод от каждой из нагнетательных скважин и имея результаты оценки объемов растворенного в продуктивных пластах и вынесенного попутными водами галита по реагирующим добывающим скважинам, можно локализовать участки наиболее активного рассоления коллекторов и существенного изменения их ФЕС в процессе разработки залежи.

Комплексный анализ изменения химического состава и плотности попутных вод всех нагнетательных и добывающих скважин межсолевых залежей нефти Северо-

Домановичского [17] и III блока Березинского месторождений, а также подсолевых залежей Золотухинского [19] и Карташовского месторождений с использованием всех вышеописанных методических подходов совместно с анализом схематических карт плотностей попутных вод, карт долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых, карт избыточных содержаний хлорида натрия в попутных водах и объемов вынесенного попутными водами галита позволил установить особенности вытеснения нефти к забоям добывающих скважин пластовыми рассолами и закачиваемыми водами, оценить интенсивность рассоления пород-коллекторов и объемы вынесенного из них вторичного галита за отдельные промежутки и весь период разработки различных частей этих залежей, что рекомендовано использовать при корректировке их гидродинамических моделей, составлении дополнений к существующим проектным документам и планам регулирования разработки вышеперечисленных объектов разработки.

Заключение. Обобщая кратко изложенные в статье результаты проведенных исследований, следует констатировать, что, используя ранее предложенные методические наработки [10–14] и разработанный одним из авторов статьи комплекс новых гидрохимических методов (метод оценки представительности гидрогеохимических данных, методы и расчетные модули Галит-1, Галит-1т, метод оценки взаимосвязи нагнетательных и добывающих скважин и расчета скоростей фильтрационных потоков) [15–18], предложена комплексная гидрохимическая методика анализа и контроля разработки нефтяных месторождений с засоленными коллекторами. Результаты апробации этой методики на примере ряда межсолевых и подсолевых залежей нефти Припятского прогиба показали высокую эффективность в решении многих непростых, но очень важных нефтепромысловых задач.

Исследования выполнены в рамках задания ГПНИ «Рациональное природопользование на 2026–2030 гг.» НИР 4 «Состояние изученности геологических особенностей и нефтегазового потенциала засоленных коллекторов».

Литература

1. Махнач, А. А. О глобальном развитии галогенной катагенетической минерализации осадочных пород под эвапоритовыми формациями / А. А. Махнач // Литология и полезные ископаемые. – 1982. – № 3. – С. 59–65.
2. Порошин, В. Д. Засоленные коллекторы нефти и газа (литологические и гидрогеохимические аспекты изучения и особенности освоения) / В. Д. Порошин, О. В. Постникова, С. Л. Порошина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 6 (378). – С. 25–33. – DOI 10.33285/2413-5011-2023-6(378)-25-33
3. Зимин, С. В. Освоение углеводородов в засоленных коллекторах Припятского прогиба и юга Сибирской платформы / С. В. Зимин, В. Д. Порошин, С. И. Гримус // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 2. – С. 22–27.
4. Мехтиев, Ш. Ф. Влияние искусственного заводнения на гидрохимию нефтяного пласта / Ш. Ф. Мехтиев, А. Р. Ахундов, Е. А. Ворошилов. – Баку : Маариф, 1969. – 344 с.
5. Никаноров, А. М. Методы нефтегазопромысловых гидрогеологических исследований / А. М. Никаноров. – М. : Недра, 1977. – 254 с.
6. Гаттенбергер, Ю. П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений / Ю. П. Гаттенбергер, В. П. Дьяконов. – М. : Недра, 1979. – 207 с.
7. Карцев, А. А. Нефтепромысловая гидрогеология / А. А. Карцев, А. М. Никаноров. – М. : Недра, 1983. – 197 с.
8. Сахибгареев, Р. С. Геохимические особенности выпадения галита на контакте нефть–вода на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба / Р. С. Сахибгареев // Доклады академии наук СССР. – 1974. – Т 219, № 3. – С. 721–722.
9. Тюменцев, В. Л. О природе засоления межсолевых и подсолевых отложений Припятского прогиба / В. Л. Тюменцев // Доклады Академии наук БССР. – 1977. – Т. XXI, № 10. – С. 934–936.

10. Махнач, А. А. Постседиментационные изменения межсолевых девонских отложений Припятского прогиба / А. А. Махнач. – Минск : Наука и техника, 1980. – 198 с.
11. Порошин, В. Д. Гидрогеохимическая оценка масштабов катагенетического галитообразования в отложениях соленосных осадочно-породных бассейнов и ее практическое значение / В. Д. Порошин // Доклады Академии наук Беларуси. – 1996. – Т. 40, № 6. – С. 100–104.
12. Порошин, В. Д. Изменение емкостных и фильтрационных свойств пород коллекторов в процессе разработки нефтяных месторождений Беларуси / В. Д. Порошин // Геология нефти и газа. – 1996. – № 9. – С. 43–48.
13. Порошин, В. Д. Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений / В. Д. Порошин, В. В. Муляк. – М. : Недра, 2004. – 220 с.
14. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк, В. Д. Порошин, Ю. П. Гаттенбергер [и др.]. – М. : ГЕОС, 2007. – 245 с.
15. Порошин, В. Д. Взаимодействия в системе порода–вода при разработке залежей нефти в подсолевых и межсолевых отложениях (на примере Припятского прогиба) / В. Д. Порошин, В. П. Хайнак // Литология и полезные ископаемые. – 2000. – № 5. – С. 544–553.
16. Порошина, С. Л. Новые подходы к оценке масштабов рассоления коллекторов нефтяных месторождений Беларуси по промысловым гидрохимическим данным / С. Л. Порошина // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2019. – № 4 (79). – С. 3–12.
17. Порошин, В. Д. Оценка масштабов рассоления продуктивных пород нефтяных месторождений Припятского прогиба по промысловым гидрохимическим данным (на примере Северо-Домановичского месторождения) / В. Д. Порошин, С. Л. Порошина // Літасфера. – 2020. – № 1 (52). – С. 148–160.
18. Порошина, С. Л. К вопросу представительности данных о химическом составе попутных вод нефтяных месторождений Беларуси и методических приемах их обработки (интерпретации) / С. Л. Порошина // Літасфера. – 2021. – № 1 (54). – С. 58–70.
19. Порошина, С. Л. Анализ разработки залежи нефти в воронежских отложениях (верхний флан) Золотухинского месторождения в Припятском прогибе по промысловым гидрохимическим данным / С. Л. Порошина // Літасфера. – 2022. – № 1 (56). – С. 131–148.

References

1. Makhnach A. A. On the global development of halogen catagenetic mineralization of sedimentary rocks beneath evaporite formations. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 1982, no. 3, pp. 59–65 (in Russian).
2. Poroshin V. D., Postnikova O. V., Poroshina S. L. Salinized oil and gas reservoirs (lithological and hydrogeochemical aspects of study and peculiarities of development). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2023, no. 6 (378), pp. 25–33 (in Russian). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-6\(378\)-25-33](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-6(378)-25-33)
3. Zimin S. V., Poroshin V. D., Grimus S. I. Hydrocarbon development in salinized reservoirs of the Pripyat trough and the south of the Siberian platform. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 2020, no. 2, pp. 22–27 (in Russian).
4. Mekhtiev Sh. F., Akhundov A. R., Voroshilov E. A. *Impact of artificial waterflooding on oil reservoir hydrochemistry*, Baku, Maarif Publ., 1969. 344 p. (in Russian).
5. Nikanorov A. M. *Oil and Gas Hydrogeological Survey Methods*. Moscow, Nedra Publ., 1977. 254 p. (in Russian).
6. Gattenberger Yu. P., D'yakonov V. P. *Hydrogeological Methods for Exploration and Development of Oil Fields*. Moscow, Nedra Publ., 1979. 207 p. (in Russian).
7. Kartsev A. A., Nikanorov A. M. *Petroleum hydrogeology*. Moscow, Nedra Publ., 1983. 197 p. (in Russian).
8. Sakhibgareev R. S. Geochemical Features of Halite Deposition at Oil-Water Contact on the Example of Oil Fields of the Pripyat Trough. *Doklady akademii nauk SSSR*, 1974, vol. 219, no. 3, pp. 721–722 (in Russian).

9. Tyumentsev V. L. On the nature of salinization of intersalt and subsalt deposits of the Pripyat trough. *Doklady Akademii nauk BSSR*, 1977, vol. 21, no. 10, pp. 934–936 (in Russian).
10. Makhnach A. A. *Post-sedimentation changes in inter-salt Devonian deposits of the Pripyat trough*. Minsk, Nauka i tekhnika Publ., 1980. 198 p. (in Russian).
11. Poroshin V. D. Hydrogeochemical Assessment of the Scale of Catagenetic Halite Formation in Sediments of Salt-Bearing Sedimentary-Rock Basins and its Practical Significance. *Doklady Akademii nauk BSSR*, 1996, vol. 40, no. 6, pp. 100–104 (in Russian).
12. Poroshin V. D. Changes in Reservoir and Seepage Properties during Development of Oil Fields in Belarus. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*, 1996, no. 9, pp. 43–48 (in Russian).
13. Poroshin V. D., Mulyak V. V. *Methods of processing and interpretation of hydrochemical data in monitoring the development of oil fields*. Moscow, Nedra Publ., 2004. 220 p. (in Russian).
14. Mulyak V. V., Poroshin V. D., Gattenberger Yu. P., Abukova L. A., Leuhina O. I. *Hydrochemical methods of analysis and control of oil and gas field development*. Moscow, GEOS Publ., 2007. 245 p. (in Russian).
15. Poroshin V. D., Khainak V. P. Interactions in the rock-water system during the development of oil deposits in subsalt and intersalt deposits (using the Pripyat Trough as an example). *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 2000, no. 5, pp. 544–553 (in Russian).
16. Poroshina S. L. New approaches to assessing the scale of desalination of oil field reservoirs in Belarus based on field hydrochemical data. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2019, no. 4, pp. 3–12 (in Russian).
17. Poroshin V. D., Poroshina S. L. Estimation of the scale of desalination of productive rocks of oil fields of the Pripyat Trough based on industrial hydrochemical data (using the Severo-Domanovichskoye field as an example). *Litasfera*, 2020, no. 1 (52), pp. 148–160 (in Russian).
18. Poroshina S. L. On the issue of representativeness of data on the chemical composition of associated waters of oil fields in Belarus and methods of their processing (interpretation). *Litasfera*, 2021, no. 1 (54), pp. 58–70 (in Russian).
19. Poroshina S. L. Analysis of oil field development in the Voronezh sediments (Upper Frasnian) of the Zolotukhinskoye field in the Pripyat Trough based on field hydrochemical data. *Litasfera*, 2022, no. 1 (56), pp. 131–148 (in Russian).

Информация об авторах

Порошина Светлана Леонидовна – старший преподаватель кафедры «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр. Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: svetaporosh@gmail.com

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

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

Information about the authors

Svetlana Leonidovna Poroshina – senior lecturer, Department of Oil and Gas Development and Hydropneumatic Automation. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: svetaporosh@gmail.com

Valery Dmitrievich Poroshin – doctor of geological and mineralogical sciences, professor, Department of Oil and Gas Development and Hydropneumatic Automation. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: poroshin-52@mail.ru

Povzhik Petr Petrovich – DSc (engineering), associate professor, Deputy Director General for geology. RUE “Production Association “Belorusneft” (9, Rogachevskaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: povzhik@beloil.by

Поступила в редакцию 23.03.2026

УДК 621.643.07:622.323

ОЦЕНКА РЕСУРСА И АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

А. О. МАЛЫШКО¹, В. В. БУРДУЛИ¹, А. Б. НЕВЗОРОВА²

¹*Образовательно-научный кластер «Институт высоких технологий»
Федерального государственного автономного образовательного учреждения
высшего образования «Балтийский федеральный университет
имени Иммануила Канта», г. Калининград, Российская Федерация*

²*Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Аннотация. Проведена комплексная оценка ресурса и анализ эксплуатационных особенностей полимерных армированных труб (ПАТ) на объектах нефтегазодобычи. На основе системного обзора научно-технической литературы выявлены ключевые дестабилизирующие факторы, влияющие на прочность ПАТ: пермеация флюидов и газов, температурные деградации полимерной матрицы, расслоение полимерной структуры при циклических нагрузках. Проведен сравнительный анализ методик расчета прочности, демонстрирующий неприменимость классических подходов для стальных труб к анизотропным материалам ПАТ. Предложены технические и технологические решения для повышения надежности, включая методы неразрушающего контроля и распределенные волоконно-оптические системы мониторинга.

Ключевые слова: полимерные армированные трубы, нефтегазовые месторождения, оценка ресурса, надежность трубопроводных систем, пермеация газов и флюидов.

Для цитирования. Малышко, А. О. Оценка ресурса и анализ особенностей использования полимерных армированных труб на объектах нефтегазодобычи / А. О. Малышко, В. В. Бурдули, А. Б. Невзорова // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4). – С. 74–82.

RESOURCE ASSESSMENT AND FEATURE ANALYSIS THE USE OF POLYMER REINFORCED PIPES AT OIL AND GAS PRODUCTION FACILITIES

A. O. MALYSHKO¹, V. V. BURDULI¹, A. B. NEVZOROVA²

¹*Educational and Scientific Cluster “Institute of High Technologies”
Immanuel Kant Baltic Federal University, Kaliningrad, Russian Federation*

²*Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus*

Annotation. This article presents a comprehensive assessment of service life and an analysis of operational features of polymer reinforced pipes (PRPs) at oil and gas production facilities. Based on a systematic review of scientific and technical literature, key destabilizing factors affecting PRP strength are identified: fluid and gas permeation, thermal degradation of the polymer matrix, and delamination of the polymer structure under cyclic loading. A comparative analysis of strength calculation methodologies is conducted, demonstrating the inapplicability of classical approaches used for steel pipes to the anisotropic materials of PRPs. Technical and technological solutions for enhancing reliability are proposed, including non-destructive testing methods and distributed fiber-optic monitoring systems.

Keywords: polymer reinforced pipes, oil and gas fields, service life assessment, pipeline reliability, gas and fluid permeation.

For citation. Malyshko A. O., Burduli V. V., Nevzorova A. B. Resource assessment and feature analysis the use of polymer reinforced pipes at oil and gas production facilities. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 74–82 (in Russian).

Введение. Среди материалов для трубопроводов на местах нефтегазодобычи преимущество всегда отдавалось металлическим, а в частности, стальным трубам. Более 300 тыс. км разветвленной системы нефте-, газо-, продуктопроводов диаметром от 114 до 1020 мм было построено в 1970–2000 гг. В настоящее время проводится обновление стальных трубопроводов, так как без применения противокоррозионных средств защиты в зависимости от условий эксплуатации срок их безаварийной службы не превышает 10–25 лет. Для сравнения: в промышленных условиях такие трубопроводы часто эксплуатируются не более 1–2 лет, так как нефть содержит различные примеси (соли и серы), которые являются агрессивными по отношению к стали, что приводит к быстрой коррозии и износу стального оборудования. После многих десятилетий добычи углеводородов более половины фонда стальных трубопроводов требует ремонта или срочной замены, и, возможно, оптимальным решением будет применение *полимерных армированных труб* (ПАТ) из композитных материалов [1]. Эти трубы обладают химической инертностью к возникновению коррозии, а также ПАТ являются более гибкими и дешевыми, но при этом прочными [2]. Подобные решения практиковались последние 20–30 лет, с момента, когда появились неметаллические трубные материалы (НМТ), которые успешно используются в качестве внутренней футеровки и отдельных труб в нефтегазовой промышленности, что является перспективным направлением в борьбе с коррозией. Однако НМТ по своей природе подвержены постепенному разрушению из-за ползучести, усталости, проницаемости, дефектов обработки и ошибок при монтаже [3]. В присутствии кислых газов (CO_2 , H_2S) и углеводородов под высоким давлением и при высокой температуре основной причиной разрушения ПАТ является проницаемость, что может вызвать повреждения, вызванные проникновением посторонних веществ.

Цель работы. Оценка ресурса и анализ особенностей использования ПАТ с обзором технических и технологических приемов по повышению надежности ПАТ и увеличению срока их службы на нефтегазовых месторождениях.

Методология выполнения работы. Представленная статья основана на системном подходе, который включал в себя поиск информации по ключевым словам в открытых базах данных Elibrary, Google Scholar за период 2000–2026 гг. Был найден 121 источник. Критерии отбора: научно-технические статьи в рецензируемых журналах на русском и английском языках. После исключения дубликатов и нерелевантных статей (по названию и аннотации) в финальный анализ вошли 13 статей, содержащих количественные и качественные данные о стальных и полимерных армированных трубах, применяемых в новых и реконструированных трубопроводах.

Особенности использования полимерных армированных труб на нефтегазовых месторождениях. Обзор воздействующих факторов. Полимерные армированные трубы – это конструкция, которая содержит внутри двухкамерный стальной проволочный каркас и полимерную матрицу. Полимерные армированные трубы, как правило, состоят из трех основных слоев: внутренний слой представляет собой полиэтилен низкого давления высокой плотности, он обеспечивает гладкую внутреннюю поверхность с улучшенными характеристиками потока; силовой слой – обеспечивается с помощью армирования, армирующие слои припаиваются к другим слоям в процессе изготовления; наружный слой состоит из высокоплотного полиэтилена, кото-

рый стабилизирован для обеспечения повышенной стойкости к ультрафиолетовым лучам [2] (рис. 1).

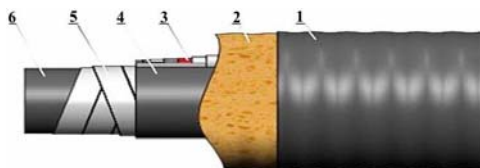


Рис. 1. Конструктивная схема полимерной армированной трубы:

1 – оболочка полимерной армированной трубы; 2 – теплоизоляция; 3 – греющий кабель; 4 – дополнительный слой полимерной матрицы; 5 – армирующий слой; 6 – внутренний слой (лайнер полимерной армированной трубы)

Источник. URL: <https://ogsnc.com/materials/MP.07/MP.07.04/MP.07.04.01/MP.07.04.01.02/MP.07.04.01.02.06>.

Fig. 1. Structural diagram of polymer reinforced pipe:

1 – shell of polymer reinforced pipe; 2 – thermal insulation; 3 – heating cable; 4 – additional layer of polymer matrix; 5 – reinforcing layer; 6 – inner layer (polymer reinforced pipe liner)

Source. URL: <https://ogsnc.com/materials/MP.07/MP.07.04/MP.07.04.01/MP.07.04.01.02/MP.07.04.01.02.06>.

После начала активного применения полимерных армированных труб было выявлено, что условия внешней среды и эксплуатации имеют особое влияние на ПАТ.

Выделим несколько основных воздействующих эксплуатационных факторов:

- повышенные температуры снижают вязкость полимеров, что может привести к оголению и коррозии металлического каркаса. В связи с этим для используемых в трубопроводах полимерах установлены строгие температурные ограничения, при которых эксплуатация не допускается при температуре выше +60 °С;

- пониженные температуры, в свою очередь, повышают хрупкость используемых полимеров, в особенности при ударных нагрузках. Также ПАТ более чувствительны к высоким давлениям, чем стальные трубы, потому что это может привести к разрушению самого армирующего каркаса, поэтому критически важно производить постоянный мониторинг рабочего давления;

- гидравлические удары и чрезмерная опрессовка могут приводить к появлению кольцевых трещин в уязвимых местах – в местах стыковых соединений, где отсутствует армирование;

- пермеация – молекулярный процесс проникновения газов и флюидов через полимерную внутреннюю оболочку – является основным фактором деградации полимерных трубопроводов. Проникающие газы могут вызвать коррозию металлической арматуры внутри трубы, а вода, попавшая между слоев, – увеличивать давление;

- влияние динамических нагрузок – при быстром росте давления могут происходить конструктивные изменения армированного слоя внутреннего каркаса трубы [4];

- сильное влияние ультрафиолетового излучения, которое может повлечь за собой охрупчивание и растрескивание внешней оболочки трубы, если не предусмотреть дополнительную защиту;

- циклические нагрузки – это повторяющиеся во времени изменения механических напряжений, возникающие при эксплуатации трубопроводов. Они представляют особую угрозу для ПАТ из-за их слоистой композитной структуры. При циклических нагрузках расслоение – это основной механизм разрушения полимерных армированных труб. К основным причинам расслоения относят межслойные касательные напряжения при изгибе, снижение адгезии между полимерными слоями и арматурой и накопление микрповреждений на границах раздела фаз. Последствиями расслоения являются образование полостей между слоями и заполнение эти полостей флюидами

или газом, что приводит к увеличению внутреннего давления и коррозии арматуры;

– циклические деформации вызывают такие повреждения, как накопление микротрещин и термомеханическое старение в самом полимере [4]. Эти процессы ведут к потере физических (снижение модуля упругости, увеличения проницаемости) и конструктивных (размягчение полимера, снижение адгезии к арматуре) свойств полимерных армированных труб.

Для удобства сравнения различных факторов, которые влияют на стальные и полимерно-армированные трубы на объектах нефтегазодобычи, ниже приведена табл. 1.

Таблица 1. Сравнительная таблица факторов, воздействующих на полимерные армированные и стальные трубы

Table 1. Comparative table of factors affecting polymer reinforced and steel pipes

Фактор воздействия	Полимерные армированные трубы	Стальные трубы
Коррозия	Полимеры устойчивы к коррозии, но металлическая арматура уязвима при нарушении целостности оболочки	Подвержены электрохимической коррозии (внутренней и внешней). Требуют активной и пассивной электрохимической защиты
Давление	Максимальное рабочее давление находится на стадии расчетов (проектирование и строительство ПАТ на нефтепромыслах с рабочим давлением до 4 МПа с запасом прочности не менее 3) [5]. При резких перепадах давления возникает риск разрыва арматуры в местах соединений	Высокая прочность разрыва и устойчивость к гидродарам
Химическая агрессивность среды	Сами полимеры устойчивы к кислым газам, однако подвержены трудно диагностируемой пермеации	В средах с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа коррозия достигает быстрых темпов [6]
Механические нагрузки	ПАТ имеют меньшую ударную вязкость при температурах ниже нуля	Сталь имеет высокую жесткость, но подвержена усталостному разрушению
Температурный режим	Температурный режим ограничен ввиду температурного размягчения полимеров	Проверено, что работают при высоких температурах без потери необходимых механических свойств

Описанные воздействующие эксплуатационные факторы в большей степени влияют на физические и конструктивные свойства полимерных материалов и поэтому требуют особого внимания при расчетах прочности полимерных армированных труб.

Расчет ресурса полимерных армированных труб, используемых на нефтегазовых месторождениях, и определение их надежности. Управление качеством полимерных армированных труб и в целом расчет их прочности остается малоизучен-

ной областью, поскольку требует проведения комплексных исследований, связанных с разработкой специального математического аппарата, физико-химическими испытаниями материалов и разработкой соответствующих методик [3]. Сейчас присутствует широкое поле для работ в направлении продолжения проведения расчетов на прочность полимерных армированных труб ввиду активного развития трубопроводных систем неметаллического типа и их использования. Расчеты должны быть связаны с проведением комплексных испытаний, а также с накоплением статистики.

Механическое поведение полимерных армированных труб изучалось, начиная с 70-х гг. XX в. [7]. Отсутствие обоснованных методов прочностного расчета и эксплуатационных характеристик армированных труб приводит к тому, что используются методы, не учитывающие температурно-временные зависимости прочности. Примером может служить расчет рабочего давления на основе разрывного давления и произвольно назначенных коэффициентов запаса прочности [1].

Для стальных труб при расчете их на прочность используют комплексный, стандартизированный подход, который опирается на классическую механику материалов, расчет коррозионной стойкости, усталости и применяется согласно обширной нормативной базе. Эти методы и физико-математические формулы неприменимы к ПАТ, потому что обладают принципиально иными свойствами. Например, вместо изотропии стальных труб свойства ПАТ зависят от направления армирования, и при расчетах должна применяться теория слоистых композитов, микромеханика.

К основным показателям надежности полимерных армированных труб относятся прочностные характеристики, температурная устойчивость, деформационные показатели, долговечность и герметичность. Ресурс надежности ПАТ оценивается несколькими основными методами: длительные гидростатические испытания по ISO 9080, испытания в агрессивных средах, термохимическое моделирование для прогноза деградации полимерной матрицы и мониторинг уже после введения в эксплуатацию с помощью внедрения оптоволоконных или акустических датчиков. А также к оценке надежности ПАТ применяются специализированные стандарты, например, ГОСТ Р 59834-2021, ГОСТ Р 70623-2023, ГОСТ Р 54867-2011, API 15S.

Для наглядности различий подходов к оценке ресурса надежности и расчета прочности ниже представлена табл. 2.

Таблица 2. Сравнительная таблица расчета ресурса надежности для стальных и полимерных армированных труб на объектах нефтегазодобычи

Table 2. Comparative table for calculating the reliability resource for steel and polymer reinforced pipes at oil and gas production facilities

Критерий оценки	Полимерные армированные трубы	Стальные трубы
Физическая модель материала	Анизотропная вязкоупругий материал, хрупкое разрушение без предупреждения (отсутствие пластической зоны) [1]	Линейная упругость до предела текучести, изотропный упругопластичный материал
Базовый расчет прочности	Расчет по слоистой теории композитов, применение микромеханики, учет ориентации волокон [1]	Используется формула Барлоу, коэффициенты запаса по пределу текучести, учет комбинированных нагрузок по критерию фон Мизеса
Учет времени	Расчет ресурса основан на экстраполяции кратковременных испытаний [8]	Усталость, статический расчет достаточен для проектирования

Окончание табл. 2

Final table 2

Критерий оценки	Полимерные армированные трубы	Стальные трубы
Учет агрессивных сред	Деградация полимера под действием кислых газов, отсутствует коррозионная прибавка [4]	Коррозионная прибавка к толщине стенки, оценка скорости коррозии по данным мониторинга
Температурные ограничения	Резкое падение прочности при температуре стеклования полимерной матрицы	Свойства стали стабильны до 300–400 °С
Оценка остаточного ресурса	Отсутствие утвержденной отраслевой методики, требуются специализированные методы	Измерение остаточной толщины стенки, расчет остаточной прочности по различным моделям

Надежность композитных труб нельзя оценивать по тем же критериям, что и сталь, требуется специализированный подход, основанный на механике разрушения композитов [9].

Технические и технологические приемы по повышению надежности полимерных армированных труб на нефтегазовых месторождениях. Минимизация воздействия эксплуатационных факторов на ПАТ на нефтегазовых месторождениях для повышения их надежности достигается путем применения различных технических и технологических подходов. Для обеспечения надежной эксплуатации применяются несколько групп методов. Например, конструктивные и материальные методы – повышение межслойной адгезии с помощью применения плазменной активации поверхностей для улучшения сцепления между полимерной матрицей и армирующим слоем, а также разработка новых марок полиэтилена, устойчивых к более высоким температурам [10].

Вторая группа методов – это технологические методы производства. К ним относятся автоматизированные системы управления процессами производства ПАТ и неразрушающий контроль. При использовании методов НК наибольшую популярность имеют ультразвуковая дефектоскопия для выявления расслоений и вихрековая диагностика для выявления локальных дефектов в структуре полиэтилена [11].

Следующая группа – это улучшение методов монтажа и соединений труб. Так как места соединений ПАТ являются уязвимыми, то используется терморезисторная сварка и электромужфтовые соединения, чтобы обеспечить герметичность стыков, а также проводятся обязательные гидравлические испытания на прочность и герметичность. Далее – группа эксплуатационных мер: применение волоконно-оптических датчиков (распределенные системы мониторинга) для раннего обнаружения повреждений и защитных кожухов для минимизации воздействия перепадов температур и ультрафиолетового излучения [12].

На рис. 2 показана система волоконно-оптических датчиков для раннего обнаружения дефектов ПАТ.

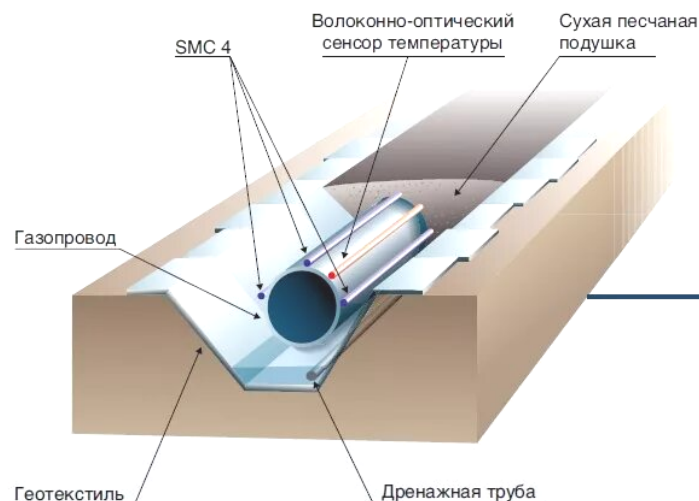


Рис. 2. Схематическое изображение технологии укладки волоконно-оптических датчиков

Fig. 2. Schematic representation of the technology of laying fiber-optic sensors

Волоконно-оптические датчики используются для мониторинга состояния трубопроводов в реальном времени, обеспечивая контроль за различными параметрами в зависимости от назначения датчиков. Они позволяют своевременно и точно обнаружить утечки, коррозию и, что применимо к ПАТ, деформацию труб и изменение давлений. Оптическое волокно может прокладываться непосредственно на трубопроводе или встраиваться в композитные защитные оболочки по всей длине трубопровода, что обеспечивает максимальную чувствительность к изменениям температуры и механическим воздействиям без слепых зон. Принцип работы заключается в преобразовании измеряемой величины в изменение светового сигнала, передаваемого по оптическому волокну.

Таким образом, на объектах нефтегазодобычи используются технические и технологические методы повышения надежности ПАТ в комплексе, что обеспечивает безопасную эксплуатацию полимерных армированных труб, увеличение срока их службы и своевременный контроль за состоянием трубопроводов.

Заключение. Проведенный анализ подтвердил, что обеспечение надежности ПАТ на объектах нефтегазодобычи требует специализированного подхода. Установлено, что ключевыми ограничивающими факторами является пермеация флюидов, температурная деградация полимерной матрицы и расслоение композитной структуры. Расчет ресурса должен базироваться на теории слоистых материалов, микромеханике с учетом свойств вязкоупругих материалов. Для повышения эксплуатационной безопасности рекомендовано внедрение систем распределенного волоконно-оптического мониторинга и методов неразрушающего контроля. Дальнейшие исследования целесообразно направить на разработку отраслевых стандартов оценки прочности и остаточного ресурса и цифровое моделирование деградации ПАТ в агрессивных средах [13].

Благодарность. Авторы выражают особую благодарность кандидату технических наук, доценту БФУ им. И. Канта Павлу Сергеевичу Щербаню за научное руководство, ценные замечания, которые существенно улучшили качество статьи, а также за помощь в подборе необходимой информации.

Gratitude. The authors express special gratitude to Pavel Sergeevich Shcherban, PhD, associate professor at the Immanuel Kant Baltic Federal University, for his scientific supervision, valuable comments that significantly improved the quality of the article, and assistance in collecting the necessary information.

Литература

1. Аношкин, А. Н. Расчет напряженно-деформированного состояния и прогнозирование прочности полимерных армированных труб газового назначения / А. Н. Аношкин, В. Ю. Зуйко, С. Г. Иванов // Вестник Самарского государственного университета. Естественно-научная серия. – 2007. – № 6. – С. 56–66.
2. Техничко-экономическое обоснование применения неметаллических труб для промышленного сбора, магистрального транспорта и распределения нефти, газа и продуктов их переработки / А. А. Гарифуллин, Т. Р. Кускильдин, Р. М. Каримов, А. Ю. Туманова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2021. – № 4. – С. 18–23.
3. Щербань, П. С. Разработка систем показателей качества полимерных армированных труб и их соединений. Вопросы математической обработки данных / П. С. Щербань // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2024. – Т. 26, № 2 (118). – С. 80–95.
4. Бикмасов, Р. Г. Проблемы применения полимерно-армированных труб на объектах промысловых нефтегазопроводов / Р. Г. Бикмасов // Вопросы развития современной науки и техники. – 2021. – № 1. – С. 5.
5. Сорокин, А. А. Перспективы строительства газопроводов из новых материалов / А. А. Сорокин, В. И. Поляков, Л. А. Сметанина // Безопасность труда в промышленности. – 2002. – № 10. – С. 37–41.
6. Щербань, П. С. Нормативное обеспечение внедрения полимерных и полимерных армированных труб в системы промысловых трубопроводов / П. С. Щербань // Справочник. Инженерный журнал. – 2025. – № 9 (342). – С. 57–66. – DOI 10.14489/hb.2025.09.pp.057-066
7. Оценка прочности полимерных армированных трубопроводов / А. В. Хабибуллин, А. С. Глазков, Д. А. Гулин, М. Э. Дусалимов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 6. – С. 27–30.
8. Reinhart, F. W. Long – term hydrostatic strength characteristics of thermoplastics pipe / F. W. Reinhart // Polymer Engineering & Science. – 1966. – Vol. 6, N 4. – P. 285–295.
9. Evaluating the reliability and integrity of composite pipelines in the oil and gas sector: A scientific and systematic analysis / U. S. F. Bahaman, Z. Mustaffa, M. E. A. B. Seghier, T. M. Badri // Ocean Engineering. – 2024. – Vol. 303. – P. 117773.
10. Космачев, П. В. Волокнистые композиты на основе суперконструкционных термопластов / П. В. Космачев, С. В. Панин, С. А. Бочкарева. – Томск : Изд-во Том. гос. ун-та, 2024. – 132 с.
11. Неразрушающий контроль полимерных композиционных материалов методом вихретоковой дефектоскопии в процессе циклического нагружения / П. В. Михеев, С. В. Бухаров, А. К. Лебедев, Р. Сундер // Инженерный журнал: наука и инновации. – 2023. – № 11 (143). – С. 2–10.
12. Balaji, D. Composite pipes and design for oil and gas industry / D. Balaji // Polymer Composite Systems in Pipeline Repair. – Gulf Professional Publishing, 2023. – P. 45–70.
13. Analysis of Failure Cause in Steel Wire-Reinforced Thermoplastic Composite Pipes for Sour Gas Field Water Transportation / Z. Yu, S. Wen, J. Wang [et al.] // Materials. – 2025. – Vol. 18, N 21. – P. 48–65.

References

1. Anoshkin A. N., Zuiko V. Yu., Ivanov S. G. Calculation of stress-strain state and prediction of strength of polymer reinforced pipes for gas purposes. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo universiteta. Estestvenno-nauchnaya seriya = Vestnik of Samara university. Natural Science Series*, 2007, no. 6, pp. 56–66 (in Russian).
2. Garifullin A. A., Kuskil'din T. R., Karimov R. M., Tumanova A. Yu. Feasibility study of the use of non-metallic pipes for field collection, mainline transportation and distribution of oil, gas and their processing products. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*, 2021, no. 4, pp. 18–23 (in Russian).
3. Shcherban' P. S. Development of quality indicator systems for polymer reinforced pipes and their connections. Issues of mathematical data processing. *Izvestiya Samarskogo nauchnogo tsentra Rossiiskoi akademii nauk*, 2024, vol. 26, no. 2 (118), pp. 80–95 (in Russian).

4. Bikmasov R. G. Problems of application of polymer-reinforced pipes at facilities of field oil and gas pipelines. *Voprosy razvitiya sovremennoi nauki i tekhniki*, 2021, no. 1, p. 5 (in Russian).
5. Sorokin A. A., Polyakov V. I., Smetanina L. A. Prospects for the construction of gas pipelines from new materials. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti = Occupational safety in industry*, 2002, no. 10, pp. 37–41 (in Russian).
6. Shcherban' P. S. Regulatory support for the introduction of polymer and polymer reinforced pipes into field pipeline systems. *Spravochnik. Inzhenernyi zhurnal = Handbook. Engineering journal*, 2025, no. 9 (342), pp. 57–66 (in Russian). <https://doi.org/10.14489/hb.2025.09.pp.057-066>
7. Khabibullin A. V., Glazkov A. S., Gulin D. A., Dusalimov M. E. Assessment of strength of polymer reinforced pipelines. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*, 2017, no. 6, pp. 27–30 (in Russian).
8. Reinhart F. W. Long-term hydrostatic strength characteristics of thermoplastics pipe. *Polymer Engineering & Science*, 1966, vol. 6, no. 4, pp. 285–295.
9. Bahaman U. S. F., Mustaffa Z., Seghier M.E.A.B., Badri T.M. Evaluating the reliability and integrity of composite pipelines in the oil and gas sector: A scientometric and systematic analysis. *Ocean Engineering*, 2024, vol. 303, p. 117773. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2024.117773>
10. Kosmachev P. V., Panin S. V., Bochkareva S. A. *Fibrous composites based on superconstructive thermoplastics*. Tomsk, Tomsk State University Press, 2024. 132 p. (in Russian).
11. Mikheev P. V., Bukharov S. V., Lebedev A. K., Sunder R. Non-destructive testing of polymer composite materials by eddy current flaw detection during cyclic loading. *Inzhenernyi zhurnal: nauka i innovatsii*, 2023, no. 11 (143), pp. 2–10 (in Russian).
12. Balaji D. Composite pipes and design for oil and gas industry. *Polymer Composite Systems in Pipeline Repair*. Gulf Professional Publishing, 2023, pp. 45–70.
13. Yu Z., Wen S., Wang J., Lin J., Xie C., Zeng D. Analysis of Failure Cause in Steel Wire-Reinforced Thermoplastic Composite Pipes for Sour Gas Field Water Transportation. *Materials*, 2025, vol. 18, no. 21, p. 4865.

Информация об авторах

Мальшико Анна Олеговна – студентка. Образовательно-научный кластер «Институт высоких технологий» Федерального автономного государственного образовательного учреждения высшего образования «Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта» (ул. А. Невского, д. 14, 236041, Калининград, Российская Федерация). E-mail: MOAnna@stud.kantiana.ru

Бурдули Виктория Валерьевна – студентка. Образовательно-научный кластер «Институт высоких технологий» Федерального автономного государственного образовательного учреждения высшего образования «Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта» (ул. А. Невского, д. 14, 236041, Калининград, Российская Федерация). E-mail: v1burdull@gmail.com

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

Information about the authors

Mal'yshko Anna Olegovna – student. Educational and Scientific Cluster “Institute of High Technologies” Immanuel Kant Baltic Federal University (14, A. Nevskogo Str., 236041, Kaliningrad, Russian Federation). E-mail: MOAnna@stud.kantiana.ru

Burduli Victoria Valerievna – student. Educational and Scientific Cluster “Institute of High Technologies” Immanuel Kant Baltic Federal University (14, A. Nevskogo Str., 236041, Kaliningrad, Russian Federation). E-mail: v1burdull@gmail.com

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

Поступила в редакцию 02.04.2026

УДК 622.691.24:004

ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ УПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИНАМИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

В. В. БУРДУЛИ¹, А. О. МАЛЫШКО¹, А. Б. НЕВЗОРОВА²

¹*Образовательно-научный кластер «Институт высоких технологий»
Федерального государственного автономного образовательного
учреждения высшего образования «Балтийский федеральный
университет имени Иммануила Канта», г. Калининград,
Российская Федерация*

²*Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Аннотация. Представлен вариант разработки утилиты «УПОС – ПХГ» для автоматизированного управления процессом обслуживания скважин и гидравлического разрыва пласта подземных хранилищ газа. Программа обеспечивает централизованный ввод суточных рапортов операторами, хранение данных в реляционной базе, статистический анализ технологических параметров (давление, температура, дебит, время работы и др.) и визуализацию динамики в виде графиков. Решение реализовано на стеке Python + Flask + SQLite + Pandas + OpenPyXL и соответствует требованиям нормативной базы. Показано, что переход от ручного ведения журналов к автоматизированной системе снижает трудозатраты, минимизирует ошибки и повышает оперативность принятия управленческих решений.

Ключевые слова: подземные хранилища газа, статистический анализ, программная обработка данных, автоматизация учета, управление обслуживанием.

Для цитирования. Бурдули, В. В. Цифровые решения управления скважинами подземных хранилищ газа / В. В. Бурдули, А. О. Малышко, А. Б. Невзорова // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4). – С. 83–92.

DIGITAL SOLUTIONS FOR WELL MANAGEMENT IN UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES

V. V. BURDULI¹, A. O. MALYSHKO¹, A. B. NEVZOROVA²

¹*Educational and Scientific Cluster “Institute of High Technologies”
Immanuel Kant Baltic Federal University, Kaliningrad, Russian Federation*

²*Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus*

Annotation. The paper presents the web application “UPOS – PHG” developed by the author for automated management of well servicing processes at Belarusian underground gas storage facilities. The program provides centralized input of daily reports by GRP operators, data storage in a relational database, statistical analysis of technological parameters (pressure, temperature, flow rate, operating time, etc.) and visualization of dynamics through graphs. The solution is implemented on the Python + Flask + SQLite + Pandas + OpenPyXL stack and fully complies with the requirements of the Belarusian regulatory framework. It is shown that the transition from manual journal keeping to an automated system reduces labor costs, minimizes errors and improves the speed of management decisions. The results are validated through testing on real GRP operation data and demonstrate practical applicability at Belarusian UGS facilities.

Keywords: underground gas storage, statistical analysis, software data processing, accounting automation, well servicing management.

For citation. Burduli V. V., Malyshko A. O., Nevzorova A. B. Digital solutions for well management in underground gas storage facilities. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 83–92 (in Russian).

Введение. В СНГ подземные хранилища газа (ПХГ) обычно оборудуются на базе истощенных месторождений – как наиболее распространенный тип ПХГ (> 70 % в мире). Учет объемов закачки и отбора природного газа, а также контроль параметров поставляемых и отбираемых сред в ПХГ является обязательным условием обеспечения баланса газотранспортной системы, контроля резервов, поддержания безопасного режима эксплуатации скважин и газораспределительных пунктов (ГРП), а также оптимизации сезонной неравномерности потребления. Эти данные позволяют диспетчерским службам оперативно отслеживать технологические режимы, предотвращать аварийные ситуации и формировать отчетность для вышестоящих органов.

Однако в настоящее время сбор статистических данных и ведение суточной отчетности на объектах ПХГ как в Российской Федерации, так и в Республике Беларусь в значительной степени осуществляется вручную. Согласно требованиям таких нормативных документов, как Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 15.12.2008 г. № 1934 «Правила учета природного газа», ТКП 036-2006 (02230) «Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах» и внутренних стандартов организации ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» (СТП СФШИ.02.39-2021) учет ведется через суточные рапорты операторов, журналы учета и ежедневный расчет баланса газа на основе фактических замеров. Такой подход приводит к высоким трудозатратам, рискам транскрипционных ошибок, задержкам в формировании аналитических отчетов и затрудняет оперативный анализ динамики параметров эксплуатации скважин [1, 3].

Цель работы. Обосновать релевантность применения программного обеспечения «УПОС – ПХГ», позволяющего автоматизировать сбор, хранение, обработку и статистический анализ данных эксплуатации скважин белорусских ПХГ при полном соответствии действующей нормативной базе.

Технологические параметры эксплуатации скважин подземных хранилищ газа. Группировка и предварительная обработка статистической информации. В ходе детальной оценки технического состояния оборудования подземных хранилищ газа на начальном этапе определяются стратегия контроля и прогностический фон, после чего разрабатывается система параметров, отражающая характер и структуру технологического процесса. Далее происходит формирование нормативной и поисковой моделей эксплуатации, моделирование и оценка точности построения моделей (соответствие фактических и проектных значений). Модели верифицируются на основе статистики, фактических замеров или экспертного метода. После чего выносятся рекомендации для оптимизации принятия решений в планировании и управлении эксплуатацией скважин [2, 4].

Однако такие решения, как правило, приемлемы либо для разработчиков оборудования, либо для крупных сервисных центров. Для диспетчерских служб ПХГ, занимающих основную долю оперативного контроля, выгоднее использовать наиболее информативные показатели, позволяющие оценить техническое состояние скважин комплексно и быстро.

В настоящем исследовании для апробации и статистического анализа использованы данные, структура которых полностью соответствует реальным суточным рапортам эксплуатации ГРП и скважин ПХГ. Эти данные включают обобщенные параметры ГРП (давление на ГРП, температура газа, суммарный дебит, объем выноса воды и песка) и индивидуальные характеристики каждой скважины (диаметры эксплуатационной колонны и НКТ, давления на устье P_T и P_3 , давления в межколонном пространстве, температура устья, индивидуальный дебит газа, объем воды и породы, время ра-

боты скважины, состояние трубного и затрубного пространства) [1–3]. Перечень и периодичность регистрации параметров регламентированы Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 15.12.2008 г. № 1934 «Правила учета природного газа», ТКП 036-2006 (02230) «Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах» и внутренними стандартами организации ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» (СТП СФШИ.02.39-2021).

В целом можно отметить, что любой комплекс параметров может быть использован для анализа, однако наибольшая информативность достигается тогда, когда обрабатываемые данные обладают полнотой, достоверностью, точностью, целостностью, взаимосвязанностью, измеримостью и способностью отражать изменение технико-технологических характеристик объекта во времени [5, 6].

Данные обрабатывались и подготавливались для исследования поэтапно. Выборка формировалась из примерных типовых суточных рапортов по нескольким ГРП на ПХГ (до 30 скважин на один пункт).

Первым исследуемым параметром была динамика температуры на ГРП (T_y). Этот показатель позволяет оценить тяжесть возможных отклонений и частоту их возникновения.

В качестве второго исследуемого параметра использовался суммарный и индивидуальный дебит газа. Дебит эффективен как аналитический показатель, поскольку отражает динамику производительности во времени и эффективность работы скважины до корректировки режима. Средний дебит рассчитывается по формуле

$$Q_{cp} = \frac{\sum Q_i}{n}, \quad (1)$$

где Q_i – суточный дебит; n – число суток [3, 7].

Наработку оборудования на снижение производительности или отклонение параметров можно установить через статистическую формулу средней наработки:

$$T = \frac{\sum_{i=1}^m t_i}{m}, \quad (2)$$

где t_i – время работы до отклонения параметра в i -е сутки; m – число суток наблюдения [5, 8].

Аналогично определяется интенсивность отклонений:

$$\lambda = \frac{1}{MTBF}, \quad (3)$$

где $MTBF$ – среднее время между отклонениями параметров [8].

Таким образом, были подготовлены исходные данные суточных рапортов. Далее задача установить взаимосвязь между параметрами (технико-технологически очевидно, что такая взаимосвязь существует) [9, 10]. Для общей аналитики выгодно использовать автоматизированную обработку. Тем не менее до перехода к полноценному анализу необходимо структурировать данные, поскольку в исходном виде (разные единицы измерения и численный разброс) результаты будут хуже формализоваться.

Подготовка и структурирование данных эксплуатации скважин подземных хранилищ газа. Обоснование архитектуры программного комплекса. После группировки и предварительной обработки технологических параметров, полученных из суточных рапортов, возникает необходимость приведения данных к виду, пригодному для автоматизированного анализа. В условиях ПХГ параметры эксплуатации

имеют различную физическую природу и размерность: давления измеряются в кгс/см² или МПа, температуры – в °С, дебиты – в тыс. м³/сут, объемы воды и породы – в литрах и килограммах. Без приведения всех величин к единому безразмерному диапазону результаты статистической обработки будут искажены из-за численного разброса на несколько порядков. Это особенно критично для ПХГ, где точность контроля баланса газа напрямую влияет на безопасность и экономику сезонной закачки/отбора [2, 5]. Нормализация данных в нефтегазовой практике выполняется с целью масштабирования показателей к диапазону (0, 1). Наиболее простым и эффективным для технологических параметров скважин является min-max масштабирование, которое сохраняет относительные пропорции и не требует предположения о нормальном распределении данных [4]. Формула преобразования для каждого параметра имеет вид:

$$x'_i = \frac{x_i - \min(x)}{\max(x) - \min(x)}, \quad (4)$$

где x_i – исходное значение параметра (например, дебит или давление); $\min(X)$ и $\max(x)$ – минимальное и максимальное значения в выборке за период.

Применяя эту операцию ко всем столбцам суточного рапорта (давление, температуры, дебиты, время работы), получаем нормализованный массив, пригодный для последующего статистического анализа и визуализации. Безразмерность результата следует из деления величин одинаковой размерности, что полностью соответствует требованиям нормативной документации к обработке эксплуатационных данных [2].

После нормализации данных становится возможным обоснованный выбор архитектуры программного комплекса. В нефтегазовой отрасли для автоматизации учета скважин традиционно применяются три основных подхода. Первый – промышленные SCADA-системы, обеспечивающие жесткую интеграцию с датчиками в реальном времени. Они обладают высоким быстродействием и надежностью, однако требуют дорогостоящего оборудования, лицензий и стационарных рабочих мест, что неприемлемо для операторов ГРП, работающих на удаленных объектах ПХГ [6, 13]. Второй подход – локальные таблицы Excel или простые десктопные приложения. Они дешевые и знакомы персоналу, но не поддерживают многопользовательский доступ, разграничение прав, автоматическое формирование графиков и экспорт аналитики за произвольный период, приводя к тем же ошибкам ручного ввода [3, 4]. Третий – разработка собственного веб-приложения с возможностью редакции и индивидуализации каждого объекта. Именно этот вариант выбран в настоящем исследовании, поскольку он полностью соответствует специфике эксплуатации скважин ПХГ: возможность запуска на планшетах и смартфонах операторов (Android/iOS/Windows), централизованное хранение в реляционной базе данных, автоматический расчет статистических показателей (среднее, минимум, максимум, тренды) и формирование отчетов без дополнительного оборудования. В качестве основы выбран стек Python + Flask + SQLite + Pandas + OpenPyXL. Язык Python обеспечивает высокую скорость разработки и обработки больших массивов данных, характерных для сезонной эксплуатации хранилищ (десятки тысяч записей). Фреймворк Flask позволяет создать легкое серверное веб-приложение с минимальным потреблением ресурсов, что критично для объектов с ограниченной вычислительной инфраструктурой. Реляционная база данных SQLite гарантирует целостность данных, разграничение доступа по ролям (оператор/администратор) и быстрый поиск по ГРП и датам. Библиотеки Pandas и OpenPyXL реализуют статистический анализ и экспорт в Excel с сохранением структуры суточных рапортов, включая автоматическое построение графиков динамики параметров.

Таким образом, предложенная архитектура сочетает мобильность, безопасность и функциональность, необходимые именно для ПХГ. Она позволяет оператору вводить данные непосредственно на объекте, а администратору – мгновенно получать аналитику за любой период без ручных расчетов. Переход к реализации собственного программного обеспечения становится следующим логическим шагом.

Разработка программного обеспечения и проведение статистического анализа данных эксплуатации скважин подземных хранилищ газа. После нормализации и структурирования технологических параметров возникает задача реализации комплексного инструмента, позволяющего не только хранить данные, но и проводить их аналитическую обработку в соответствии с требованиями нефтегазовой отрасли.

Разработанное веб-приложение «УПОС – ПХГ» представляет собой программную систему, оно обеспечивает последовательную обработку массива суточных рапортов: от ввода оператором до формирования статистических показателей и визуализации динамики параметров.

Алгоритм работы программы включает два основных этапа, представленных в виде блок-схем (рис. 1). Первая схема описывает ввод и агрегацию данных. Оператор, на учетную запись которого автоматически привязана определенная ГРП, заполняет обобщенные параметры ГРП и индивидуальные характеристики каждой скважины; система автоматически проверяет корректность (диапазоны давлений, форматы диаметров, допустимые значения «трубки/затруб») и записывает сведения в связанные таблицы базы данных.

Вторая схема отражает модуль статистического анализа. По выбранному ГРП, периоду и параметру (дебит Q , давление P_r , температура T_y и др.), программа извлекает нормализованные данные и рассчитывает ключевые статистические характеристики, используемые в практике эксплуатации ПХГ:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i, \quad (5)$$

где x_i – значение параметра в i -е сутки; n – количество суток в выборке.

Аналогично вычисляется динамика изменения параметра во времени, что позволяет выявлять тренды падения дебита или роста выноса породы – критические показатели для прогнозирования ремонтных работ на скважинах [5, 8].

Для оценки эффективности анализа в рамках апробации программы рассмотрены данные, структура которых полностью соответствует реальным суточным рапортам эксплуатации ГРП ПХГ (типовая структура за сезонный период).

Результаты статистической обработки представлены графически (рис. 2, 3). На всех гистограммах четко прослеживается динамика ключевых параметров: изменение среднего, минимального и максимального значений, а также тренды во времени. Это позволяет оперативно выявлять ГРП или скважины, где наблюдается падение дебита, рост отклонений давления или увеличение выноса породы, и своевременно корректировать режимы закачки/отбора.

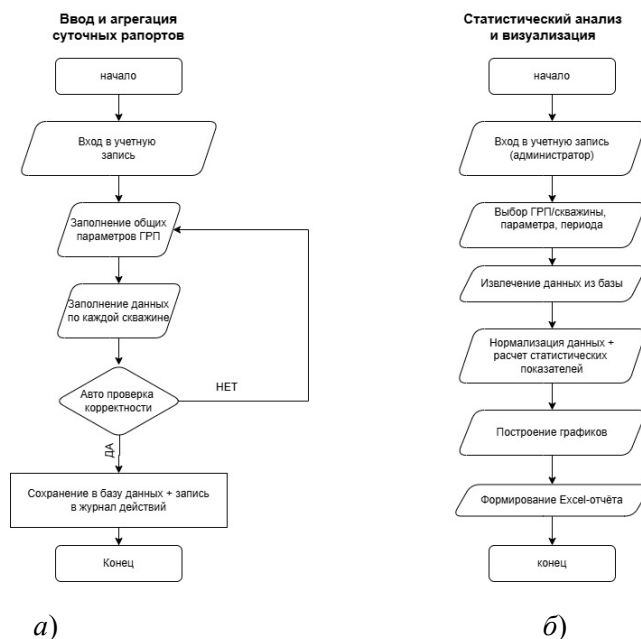


Рис. 1. Блок-схемы алгоритма программы «УПОС – ПХГ»:

а – ввод и агрегация суточных рапортов;
б – статистический анализ и визуализация динамики параметров

Fig. 1. Flowcharts of the «UPOS-UGS» program algorithm:

а – input and aggregation of daily reports;
б – statistical analysis and visualization of parameter dynamics

Визуально результаты, полученные программой, полностью совпадают с ручным расчетом в Excel, однако программный подход дает возможность одновременно анализировать все параметры, автоматически строить тренды и формировать отчеты без дополнительных трудозатрат.

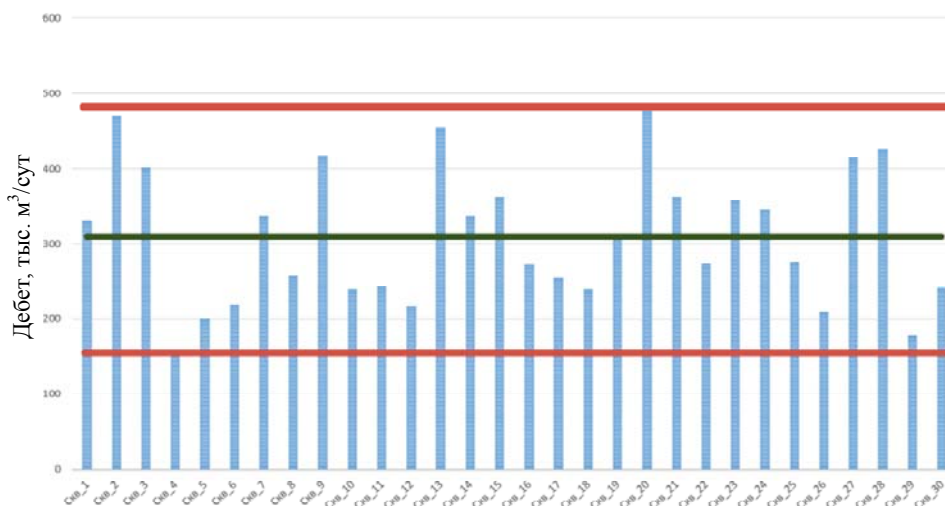


Рис. 2. Динамика дебита газа: максимальное, среднее и минимальное значения за сутки

Fig. 2. Gas flow rate dynamics: average, minimum and maximum values per day

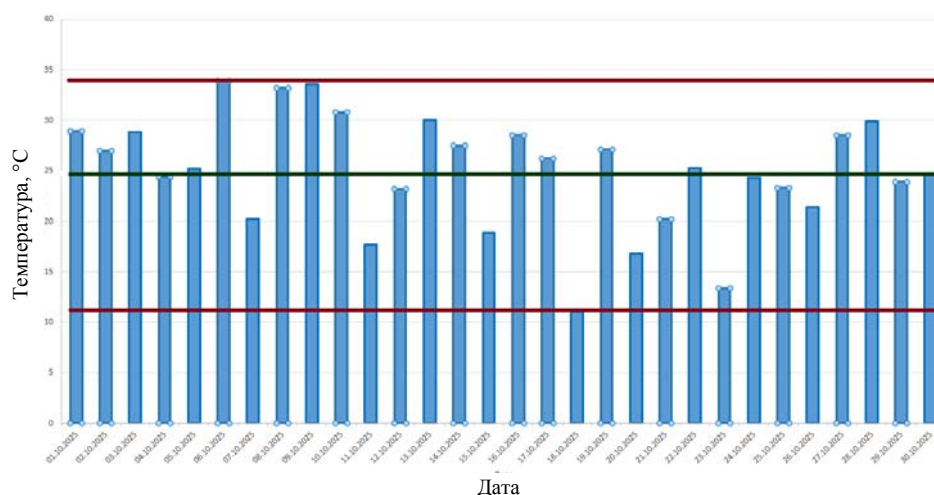


Рис. 3. Тренд температуры (T_y) на ГРП за период в 30 суток

Fig. 3. Temperature trend (T_U) on the GRP over a period of 30 days

Для количественной оценки точности анализа использованы стандартные статистические показатели, принятые в практике эксплуатации ПХГ: среднее значение, минимальное и максимальное значения.

Программный подход обеспечивает четкую и наглядную картину изменения эксплуатационных параметров. Особенно заметно преимущество при работе с большими объемами данных за сезонный период: расчет статистических показателей и построение графиков происходит мгновенно, что позволяет точно определять ГРП, требующие первоочередного вмешательства. Таким образом, разработанный алгоритм статистического анализа в программе «УПОС – ПХГ» дает возможность не только автоматизировать операции, но и получать аналитически обоснованные рекомендации по оптимизации эксплуатации скважин ПХГ.

Заключение. Разработанное веб-приложение «УПОС – ПХГ» обеспечивает комплексную автоматизированную обработку суточных рапортов эксплуатации скважин и ГРП ПХГ, позволяя перейти от ручного учета к централизованному статистическому анализу технологических параметров (давление, температура, дебит, объем воды/породы, время работы).

Полученные результаты подтверждают, что нормализация данных и последующая обработка в программе позволяют выявлять динамику ключевых показателей и строить наглядные тренды, что дает возможность оперативно определять скважины и ГРП, требующие корректировки режимов закачки/отбора или профилактического обслуживания. Преимущества предложенного решения перед традиционным ручным подходом и простыми таблицами Excel заключаются в мгновенном расчете статистических показателей (средние, min/max, тренды), автоматической визуализации динамики параметров и формировании отчетности без потери структуры нормативных документов. Это снижает трудозатраты, минимизирует ошибки ввода и повышает точность контроля баланса газа.

Полученная методика обработки эксплуатационных данных дает возможность стратегического планирования обслуживания скважин: прогнозирования ремонтных работ, оптимизации сезонных режимов и предотвращения аварийных ситуаций. Внедрение такого программного обеспечения на объектах позволит радикально повысить оперативность и эффективность управления подземными хранилищами газа. В перспективе целесообразно развитие системы путем интеграции дополнительных мето-

дов анализа для прогнозирования отклонений параметров, что станет основой для комплексного обеспечения надежности эксплуатации в нефтегазовой отрасли стран СНГ.

Благодарность. Авторы выражают особую благодарность кандидату технических наук, доценту БФУ им. И. Канта Павлу Сергеевичу Щербаню за научное руководство, ценные замечания, которые существенно улучшили качество статьи, а также за помощь в подборе необходимой информации.

Gratitude. The authors express special gratitude to Pavel Sergeevich Shcherban, PhD, associate professor at the Immanuel Kant Baltic Federal University, for his scientific supervision, valuable comments that significantly improved the quality of the article, and assistance in collecting the necessary information.

Литература

1. Михайловский, А. А. Стадии, этапы и периоды в жизненном цикле подземных хранилищ газа / А. А. Михайловский // Вести газовой науки. – 2025. – № 1 (61). – С. 57–65.
2. Гарайшин, А. С. Основные проблемы и пути решения интеллектуализации подземных хранилищ газа в России / А. С. Гарайшин, С. А. Хан, А. А. Ковалев // Вести газовой науки. – 2015. – № 3. – С. 73–78.
3. Применение технологии «интеллектуальная скважина» для контроля эксплуатации подземного хранилища газа / А. Г. Керимов, Д. И. Зенин, Е. Г. Керимова, Д. С. Теленько // Наука. Инновации. Технологии. – 2016. – № 4. – С. 153–160.
4. Научно-методические основы диагностики технического состояния скважин на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа / В. В. Климов ; Кубан. гос. технol. ун-т. – Краснодар : КГТУ, 2019. – 296 с.
5. Advanced monitoring and simulation for underground gas storage risk management / Y. Zhang, C. M. Oldenburg, Q. Zhou [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – P. 109–124. – DOI 10.1016/j.petrol.2021.109763
6. Эдер, Л. В. Использование технологий искусственного интеллекта при создании прототипа программного модуля расчета режимов эксплуатации объектов подземного хранения газа / Л. В. Эдер, А. Н. Лобанова, А. П. Попович // Вести газовой науки. – 2025. – № 1 (61). – С. 66–75.
7. Лаптев, В. В. Визуализация динамических структур данных с помощью потоковых диаграмм в веб-аналитике / В. В. Лаптев, П. А. Орлов, О. В. Драгунова // Информатика, телекоммуникации и управление. – 2017. – Т. 10, № 4. – С. 7–16.
8. Ерин, Н. С. Выбор типа подземного хранилища газа на территории Российской Федерации / Н. С. Ерин, Д. В. Холоша // Научный форум : сб. ст. IV Междунар. науч.-практ. конф., Пенза, 25 авг. 2023 г. / Междунар. центр науч. сотрудничества «Наука и Просвещение». – Пенза, 2023. – С. 16–20.
9. Gogoi, U. Digital Twin-Enabled Automated Well Management and Flow Advisory for Underground Gas Storage (UGS) Systems / U. Gogoi, A. Ravoof, K. Sankara // SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, Baku, Azerbaijan, November 2025. – DOI 10.2118/230335-MS
10. Кульчицкий, В. В. Супервайзинг строительства нефтяных и газовых скважин : практ. пособие / В. В. Кульчицкий. – М. : ВЕЧЕ, 2019. – 368 с.
11. Размещение новых кустов скважин на нефтяном месторождении со сложной конфигурацией путем использования элементов теории множеств и дифференциальной геометрии / О. О. Морозов, Б. В. Потапов, П. С. Щербань, Э. М. Руденко // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2023. – № 5 (87). – С. 41–51.
12. Особенности внедрения параметрического метода нормирования в системе технического регулирования строительства и эксплуатации объектов ТЭК / А. Ю. Неклюдов, О. О. Морозов, Г. Г. Васильев [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2024. – № 5 (143). – С. 18–27.
13. Ненюков, Р. К. АСУ ТП подземных хранилищ газа / Р. К. Ненюков // Территория Нефтегаз. – 2008. – № 10. – С. 44–47.

References

1. Mikhailovskii A. A. Stages, phases and periods in the life cycle of underground gas storage facilities. *Vesti gazovoi nauki*, 2025, no. 1 (61), pp. 57–65 (in Russian).
2. Garaishin A. S., Khan S. A., Kovalev A. A. Main problems and solutions for intellectualization of underground gas storage facilities in Russia. *Vesti gazovoi nauki*, 2015, no. 3, pp. 73–78 (in Russian).
3. Kerimov A. G., Zenin D. I., Kerimova E. G., Telen'ko D. S. Application of «intelligent well» technology for monitoring underground gas storage operation. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii*, 2016, no. 4, pp. 153–160 (in Russian).
4. Klimov V. V. *Scientific and methodological foundations for diagnostics of well technical condition at oil and gas fields and underground gas storage facilities*. Krasnodar, Kuban State Technological University, 2019. 296 p. (in Russian).
5. Zhang Y., Oldenburg C. M., Zhou Q., Pan L., Freifeld B. M., Jeanne P., Tribaldos V. R., Vasco D. W. Advanced monitoring and simulation for underground gas storage risk management. *Journal of Petroleum science and Engineering*, 2022, vol. 208, pp. 109–124. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109763>
6. Eder L. V., Lobanova A. N., Popovich A. P. Application of artificial intelligence technologies for creating a prototype software module for calculating operating modes of underground gas storage facilities. *Vesti gazovoi nauki*, 2025, no. 1 (61), pp. 66–75 (in Russian).
7. Laptev V. V., Orlov P. A., Dragunova O. V. Visualization of dynamic data structures using flow diagrams in web analytics. *Informatika, telekommunikatsii i upravlenie = Computing, Telecommunication and Control*, 2017, vol. 10, no. 4, pp. 7–16 (in Russian).
8. Erin N. S., Kholosha D. V. Selection of underground gas storage type on the territory of the Russian Federation. *Nauchnyi forum: sb. st. IV Mezhdunar. nauch.-prakt. konf., Penza, 25 avg. 2023 g.* [Scientific forum: collection of articles from the IV International Scientific and Practical Conference, Penza, August 25, 2023]. Penza, Nauka i Prosveshchenie, 2023, pp. 16–20 (in Russian).
9. Gogoi U., Ravoof A., Sankara K. Digital Twin-Enabled Automated Well Management and Flow Advisory for Underground Gas Storage (UGS) Systems. *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, Baku, Azerbaijan, November 25–27, 2025*. <https://doi.org/10.2118/230335-MS>
10. Kul'chitskii V. V. *Supervising construction of oil and gas wells: practical guide*. Moscow, Veche Publ., 2019. 368 p. (in Russian).
11. Morozov O. O., Potapov B. V., Shcherban' P. S., Rudenko E. M. Placement of new well clusters at an oil field with complex configuration using elements of set theory and differential geometry. *Truboprovodnyi transport: teoriya i praktika*, 2023, no. 5 (87), pp. 41–51 (in Russian).
12. Neklyudov A. Yu., Morozov O. O., Vasil'ev G. G., Dmitriev A. N., Korol'chenko A. V. Features of implementing the parametric normalization method in the technical regulation system for construction and operation of fuel and energy complex facilities. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2024, no. 5 (143), pp. 18–27 (in Russian).
13. Nenyukov R. K. SCADA systems for underground gas storage facilities. *Territoriya Neftegaz*, 2008, no. 10, pp. 44–47 (in Russian).

Информация об авторах

Бурдули Виктория Валерьевна – студентка. Образовательно-научный кластер «Институт высоких технологий» Федерального автономного государственного образовательного учреждения высшего образования «Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта» (ул. А.. Невского, д. 14, 236041, Калининград, Российская Федерация). E-mail: v1burdull@gmail.com

Мальшико Анна Олеговна – студентка. Образовательно-научный кластер «Институт высоких технологий» Федерального автономного государственного образовательного учреждения высшего образования «Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта» (ул. А.. Невского, д. 14, 236041, Калининград, Российская Федерация). E-mail: MOAnna@stud.kantiana.ru

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

Information about the authors

Burduli Victoria Valerievna – student. Educational and Scientific Cluster “Institute of High Technologies” Immanuel Kant Baltic Federal University (14, A. Nevskogo Str., 236041, Kaliningrad, Russian Federation). E-mail: vlburdull@gmail.com

Malyshko Anna Olegovna – student. Educational and Scientific Cluster “Institute of High Technologies” Immanuel Kant Baltic Federal University (14, A. Nevskogo Str., 236041, Kaliningrad, Russian Federation). E-mail: MOAnna@stud.-kantiana.ru

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

Поступила в редакцию 05.04.2026

УДК 622.276.344(476)

ИССЛЕДОВАНИЕ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ С ОРГАНИЗАЦИЕЙ ПРОТИВОТОЧНОЙ КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКИ

Г. П. ПОВЖИК¹, П. П. ПОВЖИК², Н. А. ДЕМЯНЕНКО³¹«БН – Научно-технический центр»*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Тюмень,
Российская Федерация*²РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель³Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Аннотация. В настоящее время основные нефтяные месторождения Припятского прогиба Республики Беларусь находятся на завершающих стадиях разработки, для которых характерна высокая степень выработки запасов (70–90 %) и обводненность добываемой продукции (до 80–90 %). Около 70 % остаточных извлекаемых запасов нефти относится к категории трудноизвлекаемых. Показано, что наличие значительного объема углеводородов в нетрадиционных карбонатных коллекторах определяет перспективы для наращивания ресурсной базы региона за счет разработки новых подходов к разработке и внедрению новых технологий повышения эффективности выработки сконцентрированных в них запасов.

Анализ литературных источников позволил определить факторы, которые могут повысить эффективность повышения нефтеотдачи в залежах с нетрадиционными коллекторами за счет противоточной капиллярной пропитки при внедрении технологии Huff and Puff. Установлено, что наиболее значимыми факторами, определяющими эффективность процесса противоточной капиллярной пропитки, являются капиллярное давление, связанное с поверхностным натяжением и смачиваемостью на границе фаз, проницаемость и пористость среды, начальная водонасыщенность среды. Отмечено, что управляемыми факторами являются капиллярное давление (поверхностное натяжение и угол смачиваемости), состав и подвижность смачивающей фазы (минерализация, вязкость).

Ключевые слова: нетрадиционный коллектор, факторы, ультранизкая проницаемость, противоточная капиллярная пропитка, капиллярно-напорный режим вытеснения, нефтеотдача, технология Huff and Puff.

Для цитирования. Повжик, Г. П. Исследование факторов, определяющих эффективность повышения нефтеотдачи с организацией противоточной капиллярной пропитки / Г. П. Повжик, П. П. Повжик, Н. А. Демяненко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4). – С. 93–105.

INVESTIGATION OF FACTORS DETERMINING THE EFFICIENCY OF ENHANCED OIL RECOVERY WITH THE ORGANIZATION OF COUNTERCURRENT CAPILLARY IMBIBITION

G. P. POVZHNIK¹, P. P. POVZHNIK², N. A. DEMYANENKO³¹“BN – Scientific and Technical Center”*RUE “Production Association “Belorusneft”, Tyumen, Russian Federation*²RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel³Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus

Annotation. Currently, the main oil fields of the Pripyat trough of the Republic of Belarus are in the final stages of development, which are characterized by a high degree of reserve depletion (70–90 %) and waterlogging of the

produced products (up to 80–90 %). About 70 % of the remaining recoverable oil reserves are classified as difficult to recover. It is shown that the presence of a significant volume of hydrocarbons in unconventional carbonate reservoirs determines the prospects for increasing the resource base of the region through the development of new approaches to the development and implementation of new technologies to increase the efficiency of the production of reserves concentrated in them. The analysis of literature sources allowed us to identify factors that can increase the efficiency of enhanced oil recovery in deposits with unconventional reservoirs due to countercurrent capillary impregnation when implementing the Huff and Puff technology. It has been established that the most significant factors determining the effectiveness of the countercurrent capillary impregnation process are: capillary pressure associated with surface tension and wettability at the phase boundary; permeability and porosity of the medium; initial water saturation of the medium. The controlled factors are capillary pressure (surface tension and wettability angle), composition and mobility of the wetting phase (mineralization, viscosity).

Keywords: unconventional collector, factors, ultra-low permeability, countercurrent capillary impregnation, capillary-pressure displacement mode, oil recovery, Huff and Puff technology.

For citation. Povzhik G. P., Povzhik P. P., Demyanenko N. A. Investigation of factors determining the efficiency of enhanced oil recovery with the organization of countercurrent capillary imbibition. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 93–105 (in Russian).

Введение. В качестве первоочередного объекта для отработки, опробования и внедрения технологий освоения залежей нефти в нетрадиционных коллекторах путем бурения горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) были выбраны I–III пачки межсолевой залежи Речицкого месторождения, которая хорошо изучена бурением. Отложения I–III пачек межсолевого комплекса в пределах Речицкого месторождения вскрыты 135 транзитными скважинами и являются перспективными с точки зрения объемов запасов нефти и их освоения. Полученные первые промышленные притоки углеводородов из нетрадиционных коллекторов с применением традиционных технологий показали, что требуются новые подходы для рентабельного освоения и разработки данных запасов углеводородов [1].

Нетрадиционная залежь петриковско-елецких отложений I–III пачек выделена в самостоятельный объект разработки. В настоящее время залежь разбурена несколькими десятками скважин (более 50 скважин) с заканчиванием их горизонтальными стволами с многостадийным многокластерным ГРП по технологии Plug&Perf. Длина горизонтальных окончаний в пределах целевого объекта составляет от 482 до 2318 м, количество кластеров ГРП – от 5 до 96. Скважины вступали в эксплуатацию с дебитами жидкости и нефти в течение первого полного календарного месяца эксплуатации – 13,2–275,7 и 1,6–165,5 м³/сут соответственно [2].

В процессе эксплуатации скважин уже в течение первого года установлено снижение давления на приеме насосов и динамических уровней. В связи со снижением пластового давления, давлений на приеме электроцентробежного насоса (ЭЦН) снижаются и дебиты жидкости и нефти. На основании изучения зарубежного опыта разработки нетрадиционных коллекторов было сделано предположение, что организация системы поддержания пластового давления (ППД) позволит увеличить дебиты скважин, рентабельный период эксплуатации скважин, коэффициент извлечения нефти (КИН) и суммарные отборы нефти [3].

Для организации системы ППД проведены лабораторные исследования по подбору эффективных систем вытеснения. Для перспективных систем вытеснения выполнены фильтрационные эксперименты по вытеснению на керновых моделях.

В результате выполненных фильтрационных экспериментов по вытеснению нефти на керновых моделях нетрадиционных коллекторов I–III пачек межсолевых отложений Речицкого нефтяного месторождения различными вытесняющими системами установлены очень высокие как начальные, так и конечные градиенты фильтрации, которые не достижимы в пластовых условиях. По результатам фильтрационных экспериментов сделано заключение, что разработка этой залежи с применением традиционной технологии путем вытеснения нефти закачкой вытесняющих системы в на-

гнетательные скважины невозможна [4]. Промысловый эксперимент по вытеснению нефти на одном из участков I–III пачек межсоловых отложений подтвердил этот вывод.

Альтернативной технологией повышения нефтеотдачи в этих условиях может быть технология Huff and Puff (технология «отбор–закачка»), эффективность которой определяется эффективностью вытеснения нефти вытесняющими системами путем противоточной капиллярной пропитки.

Цель работы. Для разработки программы опытно-промысловых работ по повышению выработки запасов с применением технологии «Huff and Puff» по литературным источникам выполнить исследование доминирующих факторов, определяющих эффективность повышения нефтеотдачи с организацией противоточной капиллярной пропитки.

Влияние волновых процессов на эффективность вытеснения флюидов капиллярной пропиткой. Участок залежи представленной нетрадиционным коллектором вокруг горизонтальной скважины с многозонным ГРП можно рассматривать как объект с высокой фильтрационной неоднородностью, где трещины имеют высокую, а блоки между ними весьма низкую проницаемость.

В неоднородных по проницаемости пластах возможны ситуации, когда при вытеснении не смешивающихся жидкостей влияние капиллярных сил на процесс вытеснения оказывается детерминирующим. Как правило, данный процесс происходит медленно и самопроизвольно. Применение импульсной закачки воды в пласт способствует ускорению протекания данного процесса [5]. Во время цикла повышения давления нефть, находящаяся в пористых блоках, линзах или прослоях, сжимается и в них входит вода. При цикле же понижения давления содержимое пласта расширяется, но вода удерживается капиллярными силами в тех неоднородностях, в которые она проникла, а нефть выходит из блоков в высокопроницаемые зоны.

Выявлено, что наибольший эффект интенсификации фильтрационных процессов в пласте реализуется на определенных частотах и при амплитудах колебаний, а именно – в области существования устойчивого резонанса. Меньшие частоты колебаний обеспечивают максимальную амплитуду колебаний, а на более высоких частотах поглощение энергии усиливается интервалом перфорации [6].

Для импульсной закачки жидкости при вытеснении нефти необходимо выбирать параболический закон формирования волны, что убедительно подтверждают и лабораторные исследования. Это обеспечивает повышение эффективности и ускорение капиллярной пропитки нефтенасыщенных блоков и позволит значительно уменьшить остаточную нефтенасыщенность углеводородной залежи [5, 7].

По результатам выполненных исследований капиллярной пропитки автором [8] отмечено три важных момента:

1. При противоточной капиллярной пропитке образца с проницаемостью $0,611 \text{ мкм}^2$ и пористостью $0,225$ коэффициент вытеснения в течение 12 сут достиг 40 %. Последующее упругое воздействие не вызвало дополнительной пропитки. Образец с проницаемостью $0,035 \text{ мкм}^2$ и пористостью $0,208$ в течение первых 4 сут показал нулевую пропитку.

2. Упругое воздействие инициировало процесс пропитки, но только в первые часы. Следующая инициация пропитки была зафиксирована только спустя сутки. Проведенный цикл упругого воздействия позволил достичь коэффициента вытеснения 30 %.

3. Два одинаковых образца с проницаемостью приблизительно $0,001 \text{ мкм}^2$ и пористостью $0,16$ первоначально были насыщены керосином (вязкость – $2,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}$) и нефтью (вязкость $5,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}$). Коэффициент капиллярного вытеснения нефти через 200 ч достиг 28 %, последующее циклическое упругое воздействие увеличило его до 33 %.

Исследованиями процессов фильтрации жидкости в насыщенной поровой среде при воздействии на нее негармоническими акустическими колебаниями [9] установлено:

1. Снижение критического градиента давления начала фильтрации до 15 %, при этом наблюдается обратно-пропорциональная зависимость эффекта снижения от абсолютной проницаемости исследованных образцов керна.

2. Повышение коэффициента подвижности (k/μ) при фильтрации воды через образцы керна: в среднем на 19 % – для низкопроницаемых образцов; в среднем на 6 % – для высокопроницаемых образцов.

3. Повышение коэффициента вытеснения модели нефти водой – в среднем на 9 %.

4. Изменение амплитуды и частоты внутрискважинных акустических излучателей дает возможность обеспечить максимальную эффективность воздействия в заданной области пласта с невыработанными запасами нефти.

Широкий спектр проведенных различными авторами лабораторных исследований на модели нефтенасыщенного пласта в поле упругих низкочастотных колебаний (1–50 Гц) позволяет сделать следующие выводы:

- присутствие акустического поля способствует повышению капиллярного давления, что, в свою очередь, способствует снижению водонасыщенности;

- акустическое поле низкой частоты способствует внутривластовому разгазированию нефти в степени, зависящей от амплитуды колебаний и давления насыщения;

- колебательное движение способствует восстановлению связности и фильтрационного течения остаточной фазы.

Моделирование [9] акустического воздействия на пласт на геолого-гидродинамической модели для низкопроницаемого, с проницаемостью $\sim 0,004$ мкм², участка залежи АС месторождения Н, расположенного в Западной Сибири, показало, что с ростом частоты колебаний наблюдается заметное ослабление акустического поля в пласте. Области усиления колебательного поля становятся менее выраженными, а значит, градиент давления в этих областях будет не столь значителен. Максимальное воздействие на пласт осуществляется при следующих характеристиках внутрискважинных источников акустических волн: амплитуда – 1,0 МПа, частота источников – 22,1 Гц.

Данные [9] исследования, проведенного учеными Я. М. Бажалуком, О. М. Карпаш, Я. Д. Клымышиным, А. М. Гутаком и М. В. Худиным из Ивано-Франковского национального технического университета нефти и газа, говорят о том, что наиболее эффективным воздействием на пласты являются импульсы давления с частотой в диапазоне от 1 до 50 Гц при интенсивности колебаний на входе в пласт от 1,2 Вт/см² для обеспечения повышения фильтрационных характеристик нефти на расстоянии не менее 100 м от скважины, из которой проводится излучение.

Исследуя процессы волнового воздействия на пласт через горизонтальные скважины, автор [10] экспериментально установил, что при определенных условиях участок перфорированной обсадной колонны в горизонтальных скважинах ведет себя как колебательная система, способствующая увеличению амплитуды возбуждаемых колебаний на частотах, близких к частоте собственных колебаний. Продуктивный пласт, ограниченный вышележащими и нижележащими породами, кровлей и подошвой, представляет собой волновод с характеристикой, определяемой толщиной и акустическими свойствами пласта, его кровли и подошвы. Горизонтальная скважина в пласте является линейным источником волновой энергии. Длина горизонтальной скважины, как один из параметров, характеризующих объем пласта, не может быть произвольной. Она должна быть кратна целому числу волн, и зависит от частоты собственных колебаний пласта и спектра частот упругих волн, распространяющихся вдоль скважины.

На основе проведенного исследования [10] разработаны рекомендации по обеспечению максимального эффекта от волнового воздействия на пласт:

1. Для достижения максимального эффекта воздействие на пласт должно осуществляться с помощью упругих волн в определенном диапазоне значений частот (для Мордово-Кармальского месторождения – 50–3000 Гц).

2. Выбор оптимальных значений частоты вынужденных колебаний, генерируемых излучателем в скважине, определяется с учетом геолого-физических свойств пласта, состава и теплофизических свойств нагнетаемого агента, а также геометрических характеристик перфорированной части обсадной колонны горизонтальной скважины.

3. При разработке и создании устройства для генерации волн (излучателя колебаний давления) необходимо обеспечить максимально возможное значение амплитуды колебаний.

4. При бурении горизонтальной скважины длина горизонтального участка определяется из условия обеспечения резонансных колебаний давления в пространстве, ограниченном обсадной колонной, излучателем и дном обсадной колонны. В случае несовпадения длины пробуренной скважины с рекомендуемой режим резонанса достигается изменением места размещения излучателя по длине горизонтального ствола.

Длительность и скорость процессов капиллярной пропитки. Специально проведенные исследования показали, что для заметного изменения насыщенности за счет капиллярной пропитки необходимо время от нескольких месяцев до нескольких лет [11].

Исследования процесса капиллярной пропитки околоствольной зоны пласта при вытеснении нефти фильтратом бурового раствора в процессе бурения скважин [12] проводились по параметрам «прирост веса образца» – «время стабилизации процесса пропитки». Автором [12] установлено: чем выше проницаемость, тем быстрее происходит стабилизация, поскольку поровые каналы быстрее заполняются фильтратом бурового раствора. А при снижении проницаемости этот процесс занимает больше времени, так как при снижении проницаемости снижается средний радиус поровых каналов, что приводит к увеличению капиллярного давления. Чем меньше радиус поровых каналов, тем выше гидравлические сопротивления, ограничивающие скорость пропитки. При пропитке водой стабилизация происходит быстрее, чем при пропитке фильтратом бурового раствора, содержащим поверхностно-активные вещества (ПАВ).

По результатам измерения параметров процесса самопроизвольной капиллярной пропитки [12] сделаны следующие выводы:

1. В газонасыщенном гидрофильном коллекторе процесс самопроизвольного капиллярного впитывания оказывает существенное воздействие на формирование зоны проникновения при его проницаемости до $0,1 \text{ мкм}^2$ и водонасыщенности до 20 %. Максимальная скорость продвижения фронта пропитки может превышать 200 см/сут.

2. Для газонасыщенных гидрофильных пластов величина скорости капиллярной пропитки может в 7 раз превышать скорость движения фильтрата под воздействием гидродинамических сил.

3. Для нефтенасыщенных гидрофобных коллекторов скорость самопроизвольной капиллярной пропитки в 200 раз меньше, чем скорость движения фильтрата под воздействием гидродинамических сил.

4. В насыщенных моделью нефти образцах процесс самопроизвольной капиллярной пропитки существенно замедляется, но не прекращается полностью. Средняя скорость продвижения фронта пропитки находилась на уровне 1 см/сут.

5. Введение ПАВ (Safe-Surf WN) в буровой раствор ведет к снижению межфазного натяжения, что приводит к снижению капиллярного давления и скорости проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.

Эксперименты по исследованию скорости капиллярной пропитки [13] проводи-

лись на стеклянных трубках длиной 37 см и диаметром 4,7 см, набитых стеклянным порошком. Проницаемость моделей – 1,0–1,5 мкм². Эксперименты проводились на модели нефти с различным соотношением вязкости нефти и воды ($M = \mu_2/\mu_1 = 2,0\text{--}20,0$). Соотношение M составляет 2,5, 5,3, 8,0, 14,0, 19,0. В результате установлено, что скорость пропитки тем выше, чем меньше значение M .

В работе [8] приведены результаты кривых капиллярной пропитки двух образцов керна пласта Д₁ Хасырейского месторождения и одного образца керна пласта БС₁₀ Ефремовского месторождения. Породы пласта Д₁ преимущественно гидрофобные, породы пласта БС₁₀ преимущественно гидрофильные, что отразилось на величинах предельного коэффициента капиллярного вытеснения – для двух первых образцов через месяц пропитки коэффициенты вытеснения достигли 0,022 и 0,066; для третьего – пропитка началась уже в первые сутки и за 15 сут предельный коэффициент вытеснения достиг 0,3. По результатам экспериментов [8] построены кривые самопроизвольного капиллярного вытеснения воздуха водой в координатах «текущая водонасыщенность – время пропитки». На начальной стадии пропитки (примерно 10–100 ч) кривая имеет S-образную форму, наблюдаемую в большинстве известных аналогичных экспериментов. При продолжении эксперимента (до 1000 ч) форма кривой меняется и становится скорее N-образной. На заключительной стадии отмечается устойчивый рост насыщенности водой к максимально возможной, равной 1.

Проведенные [8] эксперименты продемонстрировали нелинейное развитие процесса противоточной капиллярной пропитки – после временной стадии резкого замедления скорости пропитки и кажущегося выхода предельной насыщенности на асимптоту «неожиданно» может начаться новое увеличение скорости пропитки и дальнейшее развитие процесса.

Силы, влияющие на эффективность капиллярной пропитки. Для случая вытеснения нефти водой автор [14] предлагает условно разделить все литотипы пород на две среды: промываемая и пропитываемая (проводящая и подпитываемая). Первая среда представляет собой поры и пропластки, в которых вытеснение нефти происходит преимущественно под действием градиента давления. Во второй – под действием капиллярных сил. Первая представляет собой наиболее проницаемые разности с наиболее крупными порами, что обеспечивает хорошую их промываемость и слабое влияние капиллярных сил. Вторая – представлена низкопроницаемыми неоднородностями, в силу чего потоки воды их огибают, однако из-за малого размера пор в них развиты капиллярные процессы.

Автором [14] сделан вывод о преобладающей роли капиллярных сил при вытеснении нефти водой на микроуровне, в то время как гидродинамический градиент давления обеспечивает транспортировку этой нефти к стволам добывающих скважин.

Для повышения энергоэффективности вытеснения нефти водой за счет наиболее полного использования потенциалов капиллярных сил автор [14] сформулировал оптимальный режим разработки, который должен обеспечивать:

1. Накопление нефти в промываемой среде, достаточное для ее фильтрации.
2. Своевременный вынос нефти, перемещенной миграционными и немиграционными перетоками.
3. Достаточный подвод воды для поддержания капиллярных процессов в пропитываемой среде.
4. Градиент давления, обеспечивающий проталкивание капель нефти через горловины промываемых пор.

На образцах керна с естественной нефтенасыщенностью [15] был реализован процесс капиллярной пропитки путем погружения нефтенасыщенных образцов в емкость с моделью вытесняющего агента. Динамика насыщения определялась путем периодического взвешивания образца. Капиллярное вытеснение проводилось при пла-

стовой температуре до стабилизации гидростатического веса (отсутствия изменений в течение 24 ч), после чего определялось значение коэффициента остаточной нефтенасыщенности (Кон) при пропитке. Средняя продолжительность капиллярного впитывания для каждого исследованного образца составляла 20–25 сут. Результаты экспериментов показали очень низкие значения коэффициентов вытеснения за счет капиллярной пропитки: не более 4–13 % начальной нефтенасыщенности, что характерно для гидрофобного коллектора. После помещения образцов керна в фильтрационную установку и при ступенчатом увеличении скорости фильтрации (перепада давления) коэффициент вытеснения возрастает. На этом этапе наблюдается капиллярно-напорный режим вытеснения, при котором влияние гидродинамических сил становится соизмеримо с влиянием капиллярных сил. Увеличение скорости фильтрации закачиваемого агента повышает локальный перепад давления. Вода начинает поступать в более мелкие поры и вытеснять из них нефть. За счет капиллярно-напорного режима вытеснения коэффициент вытеснения достигает 45–70 %.

Доказано, что капиллярные движения нефти и воды в пористой среде обуславливается не только природными физико-геологическими свойствами системы «нефть – вода – порода», но и внешними факторами – величиной давления, скоростью фильтрации, температурой и др. [16, 17]. Поэтому механизм и активность капиллярных процессов при заводнении нефтеносных пластов могут изменяться и регулироваться. Наиболее доступным средством воздействия на капиллярные процессы в реальных условиях является регулирование таких факторов, как давление и скорость фильтрации, которые поддаются изменению обычными промысловыми средствами.

При благоприятных условиях пропитка может быть достаточно существенной и глубокой. Авторы работы [18] отмечают, что в реальных условиях вытеснения нефти водой из пористой среды капиллярным явлениям свойственна одна общая черта. Эти процессы протекают при избыточном в водонасыщенной части коллектора или неустановившемся (иногда переменном по знаку) давлении. Именно эти условия, по мнению авторов, в пористой среде являются благоприятными для активизации капиллярной пропитки. Нестационарность состояния в пустотном пространстве карбонатного коллектора или избыточное давление в его водонасыщенной части, созданное искусственно, при нагнетании и представляет дополнительную внешнюю энергию, необходимую для преодоления менисками так называемых равновесных высот (препятствующих менисковому вытеснению нефти водой из пористой среды) и инверсии смачиваемости ее гидрофобных участков.

В реальных нефтеносных пластах, обладающих слоистой макронеоднородностью и неоднородностью внутренней структуры пористой среды, происходят капиллярные процессы, направленные на повышение водонасыщенности нефтенасыщенных слоев и увеличение нефтенасыщенности заводненных слоев. Эти процессы сопровождаются встречным движением (противотоками) нефти и воды за счет внутренней энергии пластов. Однако при стационарных условиях в пустотной среде пласта возможности самопроизвольной капиллярной пропитки в послойно заводненных слоях весьма ограничены. Чтобы капиллярные процессы при заводнении пластов имели практическое значение и способствовали повышению охвата пластов заводнением, требуются определенные технологические условия разработки и мероприятия по их регулированию [19]. Для повышения гидрофильности пластов, усиления капиллярного вытеснения нефти водой из слабопроницаемых слоев и зон в заводненные высокопроницаемые, для повышения коэффициента вытеснения и коэффициента охвата заводнением неоднородных пластов необходимо увеличивать скорости движения жидкости и создавать перепад давления в нефтенасыщенной части пластов или избыточное давление

в водонасыщенной части. На практике эти условия осуществимы при импульсном воздействии на пустотную среду или при циклической закачке воды в пласт.

Выполненные теоретические исследования и представление о механизме капиллярной пропитки позволили предложить способ воздействия на остаточные запасы высоковязких нефтей карбонатных коллекторов при эксплуатации залежей, имеющих низкое (менее 2,5 МПа) пластовое давление. Способ увеличения продуктивности добывающих скважин основан на периодическом нагнетании в них водно-солевого раствора. Для нагнетания используют добывающие скважины, характеризующиеся снизившейся продуктивностью. Величина давления в призабойной и удаленной зонах продуктивного пласта, эксплуатируемых выбранными скважинами, как правило, значительно ниже начальных пластовых значений. Скважины временно выводят из добывающего фонда и переводят их в категорию нагнетательных. Закачку водно-солевого раствора (рабочего агента) в скважины производят при постепенном увеличении давления нагнетания до величины, превосходящей в два раза текущее пластовое (на момент перевода скважины в нагнетательные). Двукратное превышение создает благоприятные условия для механизма обмена флюидами пористых блоков и каналов и исключает возможность прорыва закачиваемой жидкости в соседние скважины. Объем закачиваемого рабочего агента равен величине объема извлеченной из скважины жидкости за весь период разработки до перевода ее в нагнетательные. После закачки всего объема рабочего агента нагнетание прекращают, а скважину переводят вновь под добычу. В качестве закачиваемого рабочего агента может быть использована подтоварная вода.

При заводнении гидрофильных коллекторов, т. е. при двухфазном характере фильтрационных процессов в пластах, массообмен между блоками и трещинами в трещинно-поровом коллекторе происходит вследствие действия капиллярных сил или, другими словами, за счет вытеснения нефти из блоков породы при их пропитке водой из системы трещин. В то же время при заводнении гидрофобных трещиновато-пористых пород, к которым относится большинство карбонатных коллекторов, капиллярная пропитка происходит в обратном направлении – нефть из трещин впитывается в гидрофобные блоки породы, вытесняя из них воду, т. е. капиллярной пропиткой водой гидрофобных блоков невозможно описать процесс вытеснения из них нефти закачиваемой в пласт водой. Отсюда следует, что при описании достаточно длительных по времени процессов вытеснения нефти из гидрофобных блоков породы при заводнении карбонатных коллекторов, когда давление внутри блоков и трещин становится практически одинаковым и, кроме того, капиллярные силы препятствуют процессам нефтевытеснения из блоков породы, основным фактором, обуславливающим процесс нефтевытеснения, необходимо считать действие вытесняющего градиента давления в пласте. При этом важно учитывать, что на границах блоков породы, т. е. в ее трещинном пространстве, величина капиллярных сил существенно меньше, чем внутри низкопроницаемых блоков, что приводит к проявлению так называемых концевых капиллярных эффектов на входе и выходе потоков флюидов из блока породы. Эти эффекты выражаются, во-первых, в увеличении сопротивления фильтрационному движению двухфазного флюида через блоки породы вследствие формирования зоны капиллярной пропитки на выходе из блока породы. Во-вторых, на поздней стадии процессов нефтевытеснения из блоков породы формируется зона капиллярной пропитки, в которой нефть становится неподвижной из-за действия капиллярных сил, что увеличивает остаточную нефтенасыщенность при заводнении гидрофобных карбонатных коллекторов. При этом важно отметить, что действие концевых капиллярных эффектов на фильтрационные характеристики трещиновато-пористой породы снижается при увеличении градиента вытесняющего давления.

Влияние смачиваемости пород на капиллярное вытеснение нефти. Факторы, влияющие на кинетику капиллярного впитывания воды коллектором, многочисленны. Наиболее значимые из них: капиллярное давление, связанное с поверхностным натяжением и смачиваемостью на границе фаз; проницаемость и пористость среды; начальная водонасыщенность среды. Управляемыми факторами являются капиллярное давление (поверхностное натяжение и угол смачиваемости), состав и подвижность смачивающей фазы (минерализация, вязкость).

Смачиваемость определяет знак капиллярного давления на контакте воды и углеводородов: в гидрофильной поровой среде он – положительный, а в гидрофобной – отрицательный. Знак капиллярного давления в сочетании со свойством жидкостей и газов самопроизвольно принимает положение и форму, при которых их поверхностная (капиллярная) энергия достигает минимального значения, приводя к тому, что в гидрофильном коллекторе нефть и газ самопроизвольно стремятся из мелких пор в крупные, а вода предрасположена перемещаться из сравнительно крупных пор и трещин в мелкие. Обратная картина наблюдается в гидрофобном коллекторе. Повышенная степень гидрофильности коллекторов обеспечивает высокую эффективность метода заводнения (системы ППД) при извлечении нефти из недр. В этом случае нагнетаемая в гидрофильный пласт вода с большой силой смачивает поверхность твердой фазы и освобождает даже ту нефть, которая связана с породой силами адгезии, продвигая ее к добывающим скважинам. Разработка залежей в коллекторах с повышенной гидрофильностью с применением системы ППД характеризуется наиболее высокими коэффициентами извлечения нефти.

В своей работе [8] автор приводит результаты исследований (Cuies, Bourbiaux, Kalaudjian, 1990, 1994) по противоточной капиллярной пропитке сильно гидрофильных образцов мела, в которых установлено, что с уменьшением коэффициента поверхностного натяжения скорость пропитки уменьшается, но эффективность вытеснения становится выше. Предполагается, что это связано с увеличением потенциала мобилизации отдельных нефтяных ганглий (капли остаточной нефти, капиллярно-защемленные в порах подземных геологических формаций).

Заключение. На основании проведенных исследований установлено:

1. Участок залежи вокруг горизонтальной скважины с многозонным ГРП, представленный нетрадиционным коллектором, можно рассматривать как объект с высокой фильтрационной неоднородностью, где трещины имеют высокую, а блоки между ними весьма низкую проницаемость. При этом импульсная закачки воды в пласт и волновое воздействие на него способствует ускорению протекания процесса капиллярной пропитки в блоках матрицы. Наибольший эффект интенсификации фильтрационных процессов в пласте реализуется на определенных частотах и при амплитудах колебаний в области существования устойчивого резонанса с пластовой системой. Для импульсной закачки жидкости при вытеснении нефти необходимо выбирать параболический закон формирования волны. Это обеспечивает повышение эффективности и ускорение капиллярной пропитки нефтенасыщенных блоков.

Для достижения максимального эффекта воздействие на пласт должно осуществляться с помощью упругих волн в низкочастотном диапазоне (1–50 Гц). Выбор оптимальных значений частоты колебаний, генерируемых излучателем в скважине, определяется с учетом геолого-физических свойств пласта, состава и теплофизических свойств нагнетаемого агента, а также геометрических характеристик перфорированной части обсадной колонны горизонтальной скважины.

Горизонтальная скважина в пласте является линейным источником волновой энергии. Длина горизонтальной скважины, как один из параметров, характеризующих объем пласта, не может быть произвольной. Она должна быть кратна целому числу

волн и зависит от частоты собственных колебаний пласта и спектра частот упругих волн, распространяющихся вдоль ствола скважины. При бурении горизонтальной скважины длина горизонтального участка определяется из условия обеспечения резонансных колебаний давления в пространстве, ограниченном обсадной колонной, излучателем и дном обсадной колонны. В случае несовпадения длины пробуренной скважины с рекомендуемой режим резонанса достигается изменением места размещения излучателя по длине горизонтального ствола.

2. Для заметного изменения насыщенности за счет капиллярной пропитки необходимо время – от нескольких месяцев до нескольких лет.

В газонасыщенном гидрофильном коллекторе максимальная скорость продвижения фронта пропитки может превышать 200 см/сут. Для нефтенасыщенных гидрофобных коллекторов скорость самопроизвольной капиллярной пропитки – в 200 раз меньше, чем скорость движения вытесняющего агента под воздействием гидродинамических сил. Средняя скорость продвижения фронта пропитки находилась на уровне 1 см/сут.

Скорость пропитки тем выше, чем меньше значение соотношения между вязкостью нефти и воды.

Процесс противоточной капиллярной пропитки может иметь нелинейный характер – после временной стадии резкого замедления скорости пропитки и кажущегося выхода предельной насыщенности на асимптоту «неожиданно» может начаться новое увеличение скорости пропитки и дальнейшее развитие процесса.

3. Повышение энергоэффективности вытеснения нефти водой за счет наиболее полного использования потенциалов капиллярных сил может быть обеспечено за счет: накопления нефти в промываемой среде, достаточной для ее фильтрации; своевременного выноса нефти, перемещенной миграционными и немиграционными потоками; достаточного подвода воды для поддержания капиллярных процессов в пропитываемой среде; градиентов давления, обеспечивающих проталкивание капель нефти через горловины промываемых пор.

4. Механизм и активность капиллярных процессов при заводнении нефтеносных пластов могут изменяться и регулироваться. Наиболее доступным средством воздействия на капиллярные процессы в реальных условиях является регулирование таких факторов, как давление и скорость фильтрации, которые поддаются изменению обычными промысловыми средствами.

Для увеличения коэффициентов вытеснения в пористой среде необходимо создавать капиллярно-напорный режим вытеснения, при котором влияние гидродинамических сил становится соизмеримо с влиянием капиллярных сил. Это достигается увеличением скорости фильтрации закачиваемого агента и локального перепада давления. Вода начинает поступать в более мелкие поры и вытеснять из них нефть.

5. Наиболее значимые факторы, определяющие эффективность процесса противоточной капиллярной пропитки: капиллярное давление, связанное с поверхностным натяжением и смачиваемостью на границе фаз; проницаемость и пористость среды; начальная водонасыщенность среды. Управляемыми факторами являются капиллярное давление (поверхностное натяжение и угол смачиваемости), состав и подвижность смачивающей фазы (минерализация, вязкость).

Исследования выполнены в рамках задания ГПНИ «Рациональное природопользование» на 2026–2030 гг., НИР 3 «Изучение нефтепроявлений на недостаточно изученных территориях Припятского прогиба с целью прогнозирования месторождений углеводородов» (номер госрегистрации № ГР 20261696).

Литература

1. Повжик, П. П. Системно-адресный подход к разработке, планированию, и внедрению технологий активизации добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти на месторождениях Припятского прогиба / П. П. Повжик, Н. А. Демяненко. – Минск : Четыре четверти, 2023. – 296 с.
2. Исследование факторов, формирующих приток пластового флюида в горизонтальных скважинах из нетрадиционных коллекторов Припятского прогиба / Г. П. Повжик, П. П. Повжик, И. Ю. Мармылев, Н. А. Демяненко // Инженер-нефтяник. – 2025. – № 2. – С. 14–23.
3. Повжик, Г. П. Стратегия организации системы ППД в условиях нетрадиционного коллектора на примере I–III пачек Речицкого месторождения / Г. П. Повжик, А. А. Тышкевич, А. О. Чекан // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. : в 2 т. – Минск, 2022. – Т. 1, вып. 10. – 336 с.
4. Исследование эффективности вытесняющих систем для разработки залежей нефти в нетрадиционных коллекторах Припятского прогиба / П. П. Повжик, Н. А. Демяненко, Г. П. Повжик [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2025. – № 3. – С. 10–17.
5. Хабибуллин, М. Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой, с циклически изменяющейся амплитудой давления // М. Я. Хабибуллин / Нефтегазовое дело. – 2012. – № 6. – С. 233–242. – URL: <http://www.ogbus.ru> (дата обращения: 20.05.2026).
6. Гатауллин, Р. Н. Интенсификация добычи нефти методами волнового воздействия на продуктивные пласты // Р. Н. Гатауллин, А. И. Кадыров / SOCAR Proceedings. – 2020. – № 2. – С. 78–90.
7. Хабибуллин, М. Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт : дис. ... канд. техн. наук : 05.04.07 / Хабибуллин Марат Яхиевич ; Уфим. гос. нефтян. техн. ун-т. – Тюмень, 2022. – 160 с.
8. Барабанов, В. Л. Эмпирические параметры модели противоточной капиллярной пропитки горных пород // В. Л. Барабанов / Геофизические исследования. – 2014. – Т. 15, № 1. – С. 27–52.
9. Ведменский, А. М. Исследование влияния негармонических колебаний на процесс фильтрации в нефтяном пласте и совершенствование технологии акустического воздействия на область дренирования : дис. ... канд. техн. наук / Ведменский Антон Максимович ; Тюмен. индустр. ун-т. – Тюмень, 2022. – 160 с.
10. Гатауллин, Р. М. Моделирование процесса тепловолнового воздействия на продуктивный пласт в условиях горизонтальных скважин : дис. ... канд. техн. наук / Гатауллин Риф Мударинович : Казан. гос. техн. ун-т им. А. Н. Туполева. – Казань, 2009. – 19 с.
11. Ярмахов, И. Г. Численное исследование процесса формирования зоны проникновения промывочной жидкости / И. Г. Ярмахов // Численные методы в геофизике / И. Г. Ярмахов. – М. : МГУ, 1979. – С. 87–109.
12. Бороздин, С. О. Прогнозирование капиллярного проникновения фильтратов буровых растворов в низкопроницаемый коллектор при вскрытии бурением : дис. ... канд. техн. наук / Бороздин Сергей Олегович ; Федер. гос. автоном. образоват. учреждение высш. образования РГУ нефти и газа (нац. исслед. ун-т) им. И. М. Губкина. – М., 2024. – 121 с.
13. Кисленко, Б. Е. Экспериментальное исследование влияния отношения вязкостей на скорость противоточной капиллярной пропитки пористых сред / Б. Е. Кисленко, В. М. Рыжик // Прикладная механика и техническая физика. – 1967. – № 1. – С. 89–91.
14. Борисов, А. Г. Моделирование капиллярных свойств коллекторов с целью решения промыслово-геологических задач и повышения энергоэффективности вытеснения нефти водой : дис. ... канд. техн. наук / Борисов Александр Григорьевич ; Тюмен. нефтегаз. ун-т. – Тюмень, 2013. – 16 с.
15. Михайлов, Н. Н. Коэффициент вытеснения нефти водой при переменных значениях капиллярного числа / Н. Н. Михайлов, С. В. Мелехин // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 4. – С. 62–66.

16. Викторин, В. Д. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам / В. Д. Викторин, Н. А. Лыков. – М. : Недра, 1980. – 202 с.
17. Хисамутдинов, Н. И. Проблемы сохранения продуктивности скважин и нефтенасыщенных коллекторов в заключительной стадии разработки / Н. И. Хисамутдинов, И. В. Владимиров, Т. Г. Казакова. – СПб. : Недра, 2007. – 232 с.
18. Сургучев, М. Л. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах / М. Л. Сургучев, Ю. В. Желтов, Э. М. Симкин. – М. : Недра, 1984. – 215 с.
19. Повышение эффективности нефтеизвлечения из залежей, представленных карбонатными коллекторами / В. Е. Андреев, А. В. Чибисов, А. П. Чижев [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 3 (105). – С. 43–51.

References

1. Povzhik P. P., Demyanenko N. A. *A System-Targeted Approach to the Planning, Development and Implementation of Technologies for Stimulating the Production of Hard-to-Recover and Unconventional Oil Reserves in the Fields of the Pripyat Trough*. Minsk: Chetyre chetverti Publ., 2023. 296 p. (in Russian).
2. Povzhik G. P., Povzhik P. P., Marmylev I. Yu., Demyanenko N. A. Investigation of Factors Governing Reservoir Fluid Inflow into Horizontal Wells from Unconventional Reservoirs of the Pripyat Trough. *Inzhener-neftyanik*, 2025, no. 2, pp. 14–23 (in Russian).
3. Povzhik G. P., Tyshkevich A. A., Chekan A. O. Strategy for Organizing the Reservoir Pressure Maintenance System in Unconventional Reservoir Conditions: A Case Study of Units I–III of the Rechitskoye Field. *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, 2022, vol. 1, iss. 10, 336 p. (in Russian).
4. Povzhik P. P., Demyanenko N. A., Povzhik G. P., Marmylev I. Yu., Lyman' I. V. Investigation of the Efficiency of Displacement Systems for the Development of Oil Accumulations in Unconventional Reservoirs of the Pripyat Trough. *Inzhener-neftyanik*, 2025, no. 3, pp. 10–17 (in Russian).
5. Khabibullin M. Ya. Experimental and Theoretical Studies of Oil Displacement by Water with Cyclically Varying Pressure Amplitude. *Neftegazovoe delo*, 2012, no. 6, pp. 233–242. Available at: <http://www.ogbus.ru> (accessed 20 May 2026) (in Russian).
6. Gataullin R. N., Kadyirov A. I. Intensification of Oil Production by Wave Stimulation Methods Applied to Productive Formations. *SOCAR Proceedings*, 2020, no. 2, pp. 78–90 (in Russian).
7. Khabibullin M. Ya. *Development of Vibration Equipment for Efficient Fluid Injection into an Oil Reservoir*. Ph.D. Thesis. Ufa, 1999. 149 p. (in Russian).
8. Barabanov V. L. Empirical Parameters of the Countercurrent Capillary Imbibition Model for Rocks. *Geofizicheskie issledovaniya*, 2014, vol. 15, no. 1, pp. 27–52 (in Russian).
9. Vedmenskii A. M. *Investigation of the Influence of Non-Harmonic Oscillations on the Filtration Process in an Oil Reservoir and Improvement of Acoustic Stimulation Technology for the Drainage Area* [dissertation]. Tyumen', 2022. 160 p. (in Russian).
10. Gataullin R. M. *Modeling the Process of Thermal-Wave Stimulation of a Productive Formation under Horizontal Well Conditions* [dissertation]. Kazan', 2009. 19 p. (in Russian).
11. Yarmakhov I. G. Numerical Study of the Drilling Fluid Invasion Zone Formation Process. *Chislennyye metody v geofizike*, 1979, pp. 87–109 (in Russian).
12. Borozdin S. O. *Prediction of Capillary Invasion of Drilling Mud Filtrates into a Low-Permeability Reservoir during Drilling-In*. Ph.D. Thesis. Moscow, 2024. 121 p. (in Russian).
13. Kislenko B. E., Ryzhik V. M. Experimental Study of the Viscosity Ratio Effect on the Rate of Countercurrent Capillary Imbibition in Porous Media. *Prikladnaya mekhanika i tekhnicheskaya fizika*, 1967, no. 1, pp. 89–91 (in Russian).
14. Borisov A. G. *Modeling of Capillary Properties of Reservoirs for Solving Field-Geological Problems and Improving the Energy Efficiency of Oil Displacement by Water* [dissertation]. Tyumen', 2013. 16 p. (in Russian).

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 должна 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»). Цитированная 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») с указанием фамилий всех авторов и полных библиографических сведений: для русскоязычной литературы – авторы (транслитерация); название статьи (перевод на английский язык); название журнала (транслитерация и официальный перевод названия издания на английский язык, утвержденный самим издателем); название книги (перевод на английский язык); выходные данные (транслитерация). 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 над-

писи 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.