

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

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

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.

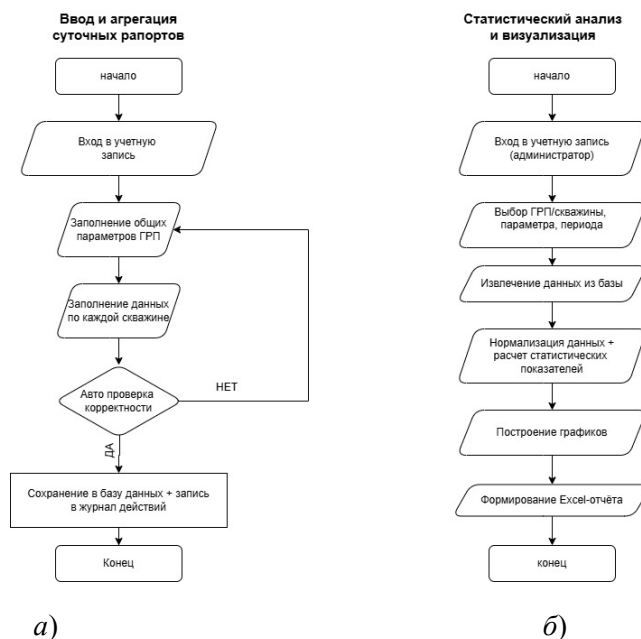


Рис. 1. Блок-схемы алгоритма программы «УПОС – ПХГ»:

а – ввод и агрегация суточных рапортов;

б – статистический анализ и визуализация динамики параметров

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

a – input and aggregation of daily reports;

b – 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.

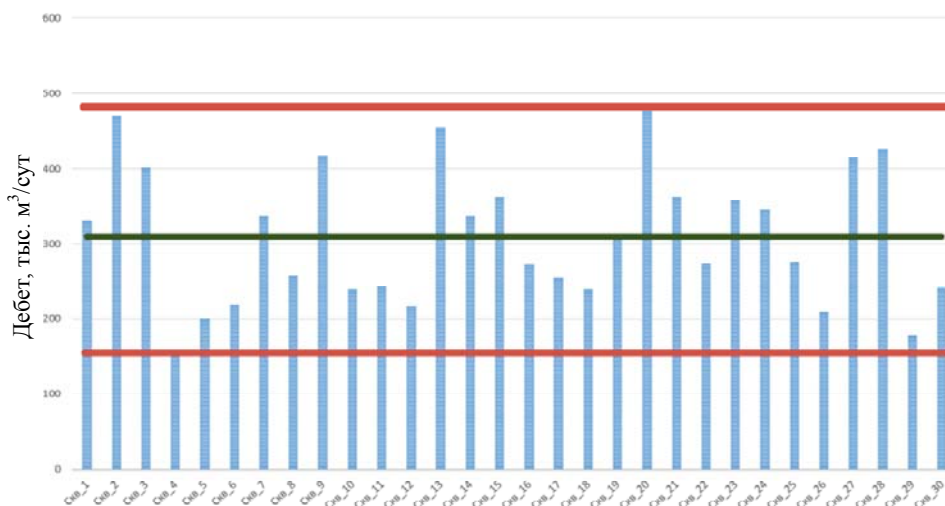


Рис. 2. Динамика дебита газа: максимальное, среднее и минимальное значения за сутки

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

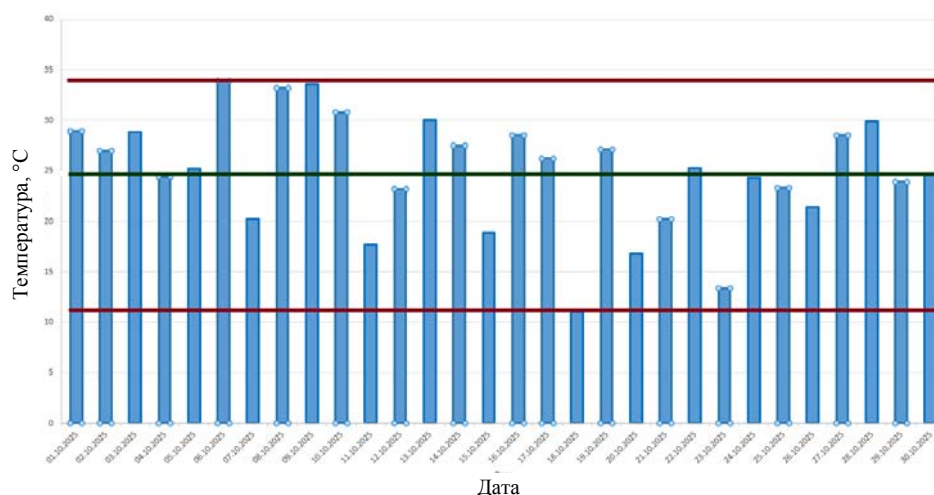


Рис. 3. Тренд температуры (T_y) на ГРП за период в 30 суток

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