



ISSN 1995-2732 (Print), 2412-9003 (Online)

УДК 622.22

DOI: 10.18503/1995-2732-2025-23-3-26-33

ВЛИЯНИЕ ФАКТОРА ВРЕМЕНИ НА СРОК БЕЗАВАРИЙНОЙ СЛУЖБЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ УРАНА

Иванов А.Г.¹, Арсентьев Ю.А.², Вильмис А.Л.², Салахова К.Н.², Орехов Д.Д.²

¹АО «Ведущий проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт промышленной технологии», Москва, Россия

²Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), Москва, Россия

Аннотация. Постановка задачи (актуальность работы). Добыча урана методом скважинного подземного выщелачивания требует применения полимерных обсадных труб, срок эксплуатации которых определяет эффективность технологических скважин. Высокая стоимость сооружения скважин (40–70% от стоимости добытого урана) делает выбор их конструкции критически важным. Однако полимерные трубы подвержены ускоренному старению и имеют высокий коэффициент линейного расширения, что вызывает риски их разрушения.

Цель работы. Обоснование факторов, влияющих на надежность и долговечность полимерных обсадных труб, применяемых при сооружении технологических скважин для добычи урана методом скважинного подземного выщелачивания, и разработка рекомендации по минимизации рисков их разрушения для обеспечения безаварийной эксплуатации скважин в течение проектного срока. **Используемые методы.** Проведен анализ факторов, влияющих на надежность полимерных труб: условия хранения, кольцевое напряжение в стенке трубы, вызванное гидравлическим давлением, замерзанием воды в заколонном пространстве и использованием расширяющихся тампонажных материалов. Определены классификации нагрузок и видов разрушений труб и зависимость их длительной прочности от времени хранения и эксплуатации. **Новизна.** Определен комплекс факторов, влияющих на надежность и долговечность обсадных труб для скважинного подземного выщелачивания, а также установлены зависимости их длительной прочности от продолжительности срока отдельных этапов производственного цикла. **Результаты.** Установлено, что кольцевое напряжение в трубах снижается со временем, а длительное хранение (свыше 6 месяцев на открытых площадках) существенно ухудшает их прочность. Приведены примеры разрушений: вертикальные трещины, выколы и смятие труб под действием внешних нагрузок. Показано, что соблюдение условия (кольцевое напряжение \leq длительная прочность) гарантирует безаварийную эксплуатацию скважин в течение проектного срока. **Практическая значимость.** Установлено, что для обеспечения надежности скважин необходимо применять трубы, соответствующие стандартам, с контролем их качества через аттестованные лаборатории.

Ключевые слова: технологические скважины, полимерные обсадные трубы, кольцевая прочность полимерных материалов, сроки хранения и эксплуатации полимерных труб, расчет конструкции скважин, критическое напряжение, скважинное выщелачивание урана, непластифицированный поливинилхлорид, нарушения целостности эксплуатационной колонны, увеличение безаварийного срока работы скважин

© Иванов А.Г., Арсентьев Ю.А., Вильмис А.Л., Салахова К.Н., Орехов Д.Д., 2025

Для цитирования

Влияние фактора времени на срок безаварийной службы технологических скважин подземного выщелачивания урана / Иванов А.Г., Арсентьев Ю.А., Вильмис А.Л., Салахова К.Н., Орехов Д.Д. // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. 2025. Т. 23. №3. С. 26-33. <https://doi.org/10.18503/1995-2732-2025-23-3-26-33>



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

INFLUENCE OF TIME FACTOR ON FAILURE-FREE SERVICE LIFE OF TECHNOLOGICAL WELLS OF IN-SITU URANIUM LEACHING

Ivanov A.G.¹, Arsentiev Yu.A.², Vilms A.L.², Salakhova K.N.², Orekhov D.D.²

¹Design & Survey and Research & Development Institute of Industrial Technology, Moscow, Russia

²Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Abstract. Problem statement (Relevance). Uranium mining by in-situ leaching (ISL) requires the use of polymer casing pipes, the service life of which determines the efficiency of technological wells. The high cost of well construction (40-70% of the cost of extracted uranium) makes the choice of their design critical. However, polymer pipes are subject to accelerated aging and have a high coefficient of linear expansion, which causes risks of their destruction. **Objectives.** To substantiate the factors influencing the reliability and durability of polymer casing pipes used in the construction of technological wells for uranium mining by in-situ leaching, and to develop recommendations to minimize the risks of their destruction to ensure trouble-free operation of wells during the design period. **Methods Applied.** The factors influencing the reliability of polymer pipes were analyzed: storage conditions, annular stress in the pipe wall caused by hydraulic pressure, freezing of water in the borehole space and use of expanding plugging materials. Classification of loads and types of pipe failures and dependence of their long-term strength on the time of storage and operation are determined. **Originality.** The complex of factors influencing reliability and durability of casing pipes for downhole in-situ leaching is determined, and also dependences of their long-term durability on duration of time of separate stages of production cycle are established. **Results.** It is established that the annular stress in pipes decreases with time, and long-term storage (more than 6 months at open sites) significantly deteriorates their strength. Examples of failures are given: vertical cracks, punctures and buckling of pipes under the action of external loads. It is shown that observance of the condition (annular stress \leq long-term strength) guarantees accident-free operation of wells during the design period. **Practical Relevance.** We have established that in order to ensure the reliability of wells it is necessary to use pipes that comply with standards, with control of their quality through certified laboratories.

Keywords: technological wells, polymer casing pipes, annular strength of polymer materials, storage and operation terms of polymer pipes, well design calculation, critical stress, in-situ uranium leaching, unplasticized PVC, integrity violations of the production string, increase of accident-free operation term of wells

For citation

Ivanov A.G., Arsentiev Yu.A., Vilms A.L., Salakhova K.N., Orekhov D.D. Influence of Time Factor on Failure-Free Service Life of Technological Wells of In-Situ Uranium Leaching. *Vestnik Magnitogorskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta im. G.I. Nosova* [Vestnik of Nosov Magnitogorsk State Technical University]. 2025, vol. 23, no. 3, pp. 26-33. <https://doi.org/10.18503/1995-2732-2025-23-3-26-33>

Введение

Добыча урана методом скважинного подземного выщелачивания (СПВ) растворами кислот требует применения полимерных обсадных труб для оборудования ими технологических скважин [1, 2]. Технологические скважины выполняют роль добычных выработок: по нагнетательным – в продуктивный водоносный горизонт подают выщелачивающие растворы (ВР), а по откачным – на поверхность извлекают продуктивные растворы (ПР), содержащие растворенный металл [3, 4]. В зависимости от горно-геологических условий конкретного месторождения стоимость работ по сооружению скважин составляет от 40 до 70% от стоимости добытого урана [5, 6]. В связи с этим выбор конструкции скважины является весьма ответственным моментом, определяющим период ее эксплуатации.

Особенности условий применения различных видов обсадных труб для оборудования ствола технологической скважины СПВ-урана, включая условия

месторождений, расположенных в криолитозоне, были обозначены в публикациях [7, 8].

Материалы и методы исследования

Предлагаемая к реализации конструкция скважины должна обеспечивать ее безаварийную работу вплоть до окончания срока эксплуатации, включая период выполнения ремонтно-восстановительных работ (РВР), необходимых для поддержания ее проектной (плановой) производительности [1, 9]. При этом следует учитывать, что для формирования эксплуатационной колонны используют полимерные обсадные трубы, которые по сравнению с металлическими трубами имеют высокую скорость старения (рис. 1). Кроме того, они обладают большим коэффициентом линейного расширения α по сравнению с используемыми материалами гидроизоляции колонного пространства (цементным раствором). Так, например, для НПВХ $\alpha = 0,00006$ ед./°С, а для цементного камня $\alpha = 0,00001$ ед./°С.

Основными факторами, определяющими надежность эксплуатационной колонны полимерных обсадных труб, являются условия и длительность их хранения, а также величина кольцевого напряжения в стенке обсадной трубы на стадии сооружения скважины [10, 11]. Условия хранения регламентируются государственными стандартами. Гарантийный срок хранения с даты изготовления для труб специального назначения (к ним относятся обсадные трубы технологических скважин СПВ-урана) составляет 2 года при продолжительности хранения на открытых площадках за этот период не более 6 месяцев (ГОСТ Р 32415 – 2013). Для скважин глубиной до 100 м гарантийный срок хранения составляет 5 лет (ГОСТ Р 71415 – 2024). Этими документами предписаны виды испытаний обсадных труб и их периодичность. Для выполнения указанных работ каждое предприятие-изготовитель трубной продукции обязано располагать аттестованной лабораторией [12, 13].

Все уранодобывающие предприятия в мире применяют обсадные трубы НПВХ, максимально подходящие по своим физико-механическим свойствам практически для любых горно-геологических условий добычи [14]. Основным оценочным параметром, характеризующим длительную прочность поверхности эксплуатационной колонны полимерных обсадных труб, является кольцевое напряжение, величина которого с течением времени снижается по мере хранения и эксплуатации технологической скважины. Зависимость кольцевого напряжения в стенке обсадной трубы от продолжительности хранения и эксплуатации технологической скважины с учетом температуры приведена на **рис. 1**.

Кольцевое напряжение в стенке обсадной трубы в процессе сооружения технологической скважины возникает по следующим причинам:

- из-за потери осевой устойчивости эксплуатационной колонны [15, 16];
- под воздействием гидравлического столба жидкости в заколонном пространстве (промысловая жидкость, цементный раствор и пр.) [17];
- в результате применения для целей гидроизоляции заколонного пространства расширяющихся тампонажных или инертных материалов;
- при замерзании в заколонном пространстве в интервале криолитозоны воды деятельного слоя или пластовых вод, вышележащего над продуктивным водоносным горизонтом.

Поэтому при выборе конструкции скважины, технологии ее сооружения, длительности хранения, температуры вмещающих горных пород и пр. следует принимать технологические решения в соответствии с вышеуказанными причинами. Из приведенного следу-

ет, что чем ниже в стенке трубы кольцевое напряжение на стадии сооружения скважины, тем больше будет продолжительность срока ее эксплуатации [18, 19].

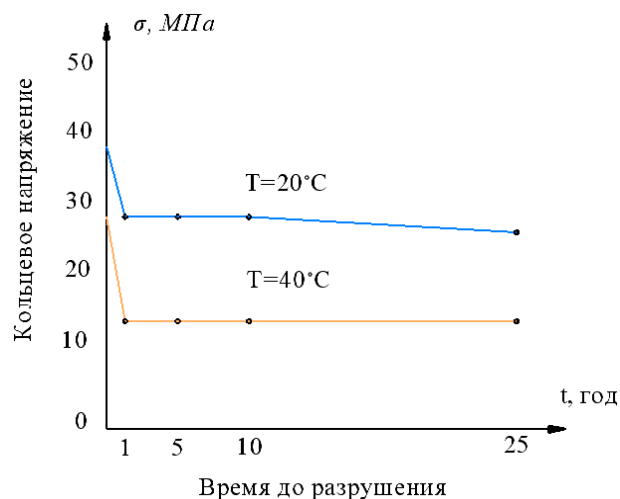


Рис. 1. Зависимость кольцевого напряжения в стенке обсадной трубы от продолжительности хранения и эксплуатации технологической скважины с учетом температуры

Fig. 1. Dependence of the annular stress in the casing wall on the duration of storage and operation of the process well, taking into account the temperature

Важнейшим условием правильного обоснования принимаемых решений является учет нагрузок, действующих на эксплуатационную колонну обсадных труб, при сооружении, проведении РВР и эксплуатации технологической скважины [20, 21]. Представление о видах внешних нагрузок можно получить, изучая разработанную с участием авторов статьи классификацию, приведенную на **рис. 2**.

Результатом действия вышеуказанных видов внешних нагрузок является целый ряд возможных нарушений целостности боковой поверхности эксплуатационной колонны обсадных труб, который представлен в виде классификации на **рис. 3** [22].

На **рис. 4** приведены фотографии различных видов нарушения целостности полимерных обсадных труб, полученные при проведении видеокаротажа в эксплуатационных колоннах технологических скважин СПВ-урана.

Полученные результаты и их обсуждение

На **рис. 5** показана зависимость длительной прочности обсадных труб от продолжительности срока отдельных этапов производственного цикла: хранения, применения и эксплуатации полимерных обсадных труб [23, 24].



Рис. 2. Классификация нагрузок, действующих на эксплуатационную колонну технологической скважины СПВ-урана

Fig. 2. Classification of loads influencing the production string of the technological well of uranium ISL

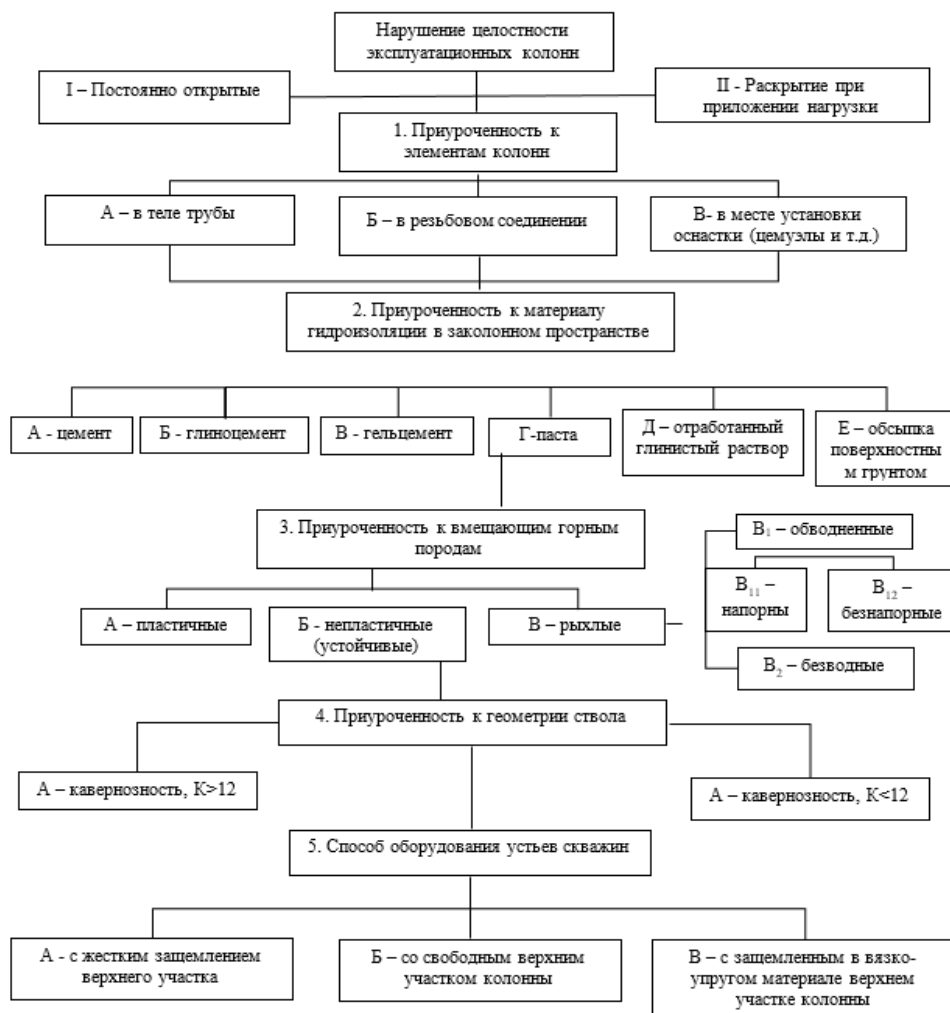


Рис. 3. Классификация видов нарушения целостности эксплуатационной колонны обсадных труб технологической скважины СПВ-урана

Fig. 3. Classification of types of violation of the integrity of the production casing string of the technological well of uranium ISL

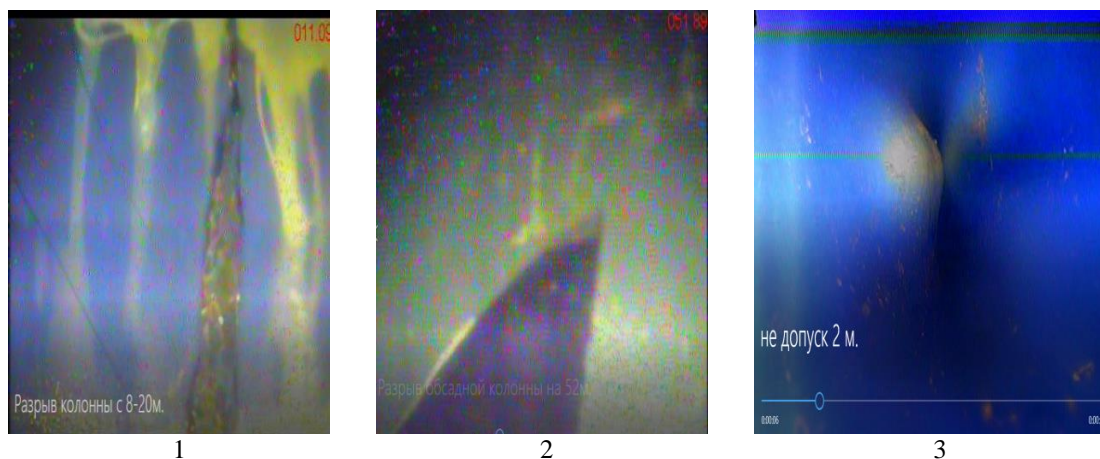


Рис. 4. Примеры разрушения боковой поверхности колонны полимерных обсадных труб на стадии эксплуатации технологической скважины: 1 – вертикальная трещина в двух трубах общей длиной 12 м; 2 – выкол в трубе под действием наружного кольцевого напряжения; 3 – смятие трубы под действием наружного кольцевого напряжения, вызванного замерзанием воды

Fig. 4. Examples of destruction of the lateral surface of the string of polymer casing pipes at the stage of operation of a technological well: 1 is vertical crack in 2 pipes with a total length of 12 m; 2 is puncture in the pipe under external annular stress; 3 is pipe collapse under external annular stress caused by freezing of water

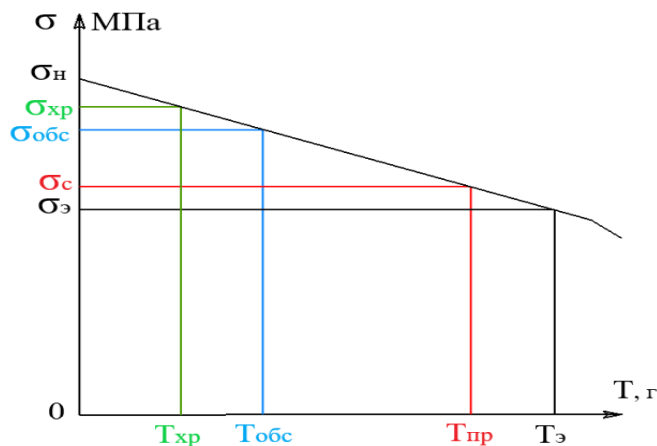


Рис. 5. График зависимости длительной прочности полимерных труб от времени: σ – длительная прочность обсадной трубы; σ_n – начальная величина после изготовления обсадной трубы; $\sigma_{хр}$ – величина на момент окончания хранения обсадной трубы; $\sigma_{обс}$ – величина на момент окончания работ по оборудованию скважины эксплуатационной колонной; σ_c – кольцевое напряжение, возникающее в стенке трубы по достижении разрушающего напряжения; $\sigma_э$ – величина на момент окончания эксплуатации скважины; T – продолжительность хранения / эксплуатации обсадной трубы; $T_{хр}$ – продолжительность хранения; $T_{обс}$ – продолжительность до окончания работ по оборудованию скважины эксплуатационной колонной; $T_{пр}$ – предельный срок службы скважины; $T_э$ – плановый срок вывода скважины из эксплуатации

Fig. 5. Graph of the dependence of the long-term strength of polymer pipes on time: σ is the long-term strength of the casing; σ_n is the initial value after the manufacture of the casing; $\sigma_{хр}$ is the value at the end of storage of the casing; $\sigma_{обс}$ is the value at the end of work on equipping the well with production string; σ_c is the annular stress occurring in the wall upon reaching the destructive stress; $\sigma_э$ is the value at the time of the end of well operation; T is the duration of storage / operation of the casing pipe; $T_{хр}$ is the duration of storage; $T_{обс}$ is the duration until the completion of work on equipping the well with production string; $T_{пр}$ is the maximum service life of the well; $T_э$ is the planned period for decommissioning the well

Из приведенного на рис. 5 графика следует, что длительный срок хранения полимерных обсадных труб $T_{хр}$ приводит к существенному снижению длительной прочности к моменту применения их по назначению. На стадии сооружения технологической

скважины в стенке обсадной трубы должно сформироваться кольцевое напряжение, соответствующее условию целостности боковой поверхности эксплуатационной колонны обсадных труб [25]: $\sigma_c \leq \sigma_э$.

При выполнении этого условия будет обеспечена безаварийная эксплуатация технологической скважины до окончания срока отработки добычной единицы: блока, залежи, участка.

Заключение

Выполненный анализ позволяет сделать следующий основной вывод:

- достижение проектного срока эксплуатации возможно только при применении качественных полимерных труб, соответствующих по своим свойствам требованиям нормативных документов, условиям и срокам хранения, прошедших проверку с определенной периодичностью, выпущенных предприятием-изготовителем, имеющим в своей структуре аттестованную лабораторию;
- применение полимерных труб, не отвечающих вышеперечисленным требованиям и не имеющих маркировку должно быть исключено.

Список источников

1. О расчете эксплуатационных колонн из полимерных материалов для условий многолетнемерзлых пород / Арсентьев Ю.А., Назаров А.П., Забайкин Ю.В., Иванов А.Г. // Актуальные проблемы и перспективы развития экономики. Российский и зарубежный опыт. Научное обозрение. 2019. С. 27–32.
2. Солодов И.Н., Камнев Е.Н. Геотехнология урана (российский опыт): монография. М.: КДУ; Университетская книга, 2017. 576 с.
3. Uranium speciation and in situ leaching of a sandstone-type deposit from China / Ma Q., Feng Z. G., Liu P., Lin X. K., Li Z. G., Chen M. S. // Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. 2017, vol. 311, pp. 2129–2134.
4. Evaluation of Annular Pressure Losses while Casing Drilling. / Dokhani V., Shahri P., Karimi M., Saeed S. // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 2013. <https://doi.org/10.2118/166103-MS>
5. API Standard 13B-2. Recommended Practice for Cementing of Oil and Gas Wells. 2019. 134 с.
6. Солодова И.Н. Добыча урана подземным выщелачиванием в криолитозоне / под ред. Солодова И.Н. М.: ZetaPrint, 2022. 183 с.
7. Thermal elasto-plastic computation model for a buried oil pipeline in frozen ground / Zhi W., Yu S., Huijin J., Shuangyang L., Guoyu L., Yonghong N. // Cold Regions Science and Technology. 2010, vol. 64, is. 3, pp. 248–255.
8. Иванов А.Г. Анализ целесообразности применения полимерных обсадных труб из различных полимерных материалов для оборудования технологических скважин подземного выщелачивания урана // Вестник Забайкальского государственного университета. 2024. Т. 30. №4. С. 71–79.
9. ISO 13628-11. Petroleum and Natural Gas Industries – Design and Operation of Subsea Production Systems. 2020. 15 с.
10. Wenjun H., Deli G. A theoretical study of the critical external pressure for casing collapse // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2015, vol. 27, part 1, pp. 290–297.
11. Физико-химическая геотехнология / Арнс В.Ж., Богуславский Э.И., Гридин О.М., Крейнин Е.В., Небера В.П., Рыспанов Н.Б., Фазлуллин М.И., Хрулев А.С., Хчян Г.Х., Шумилова Л.В. М.: Горная книга, 2021. 816 с.
12. Бурение и оборудование геотехнологических скважин / Сергиенко И.А., Мосев А.Ф., Бочко Э.А., Пименов М.К. М.: Недра, 1984. 224 с.
13. Short-term HDPE pipe degradation upon exposure to aggressive environments/ Alimi L., Chaoui K., Ghabeche W., Chaoui W. // Matériaux & Techniques, 2013, 101 7, 701.
14. Slow crack growth and failure induced by manufacturing defects in HDPE-tubes / Schouwenaars R., Jacobo V., Ramos E., Ortiz A. // Engineering Failure Analysis. 2007, vol. 14, is. 6, pp. 1124–1134.
15. Сащенко А.В. Эволюция соединений урана на месторождениях базальных палеодолин и особенности их извлечения способом СПВ: автореф. дис... канд. геол.-минерал. наук: 1.6.10. М., 2024. 23 с.
16. Mechanical behaviour of machined polyethylene filaments subjected to aggressive chemical environments / Souhila R., Wafia K., Mounia K., Chaoui K. // Mechanika. 2018, no. 77, pp. 40–46.
17. Сабигатулин А.А. Сравнительный анализ изменения температур продуктивных растворов при скважинном подземном выщелачивании урана на месторождении «Хиагда» // Физико-химическая геотехнология: инновации и тенденции развития: сборник материалов международной научно-практической конференции. Чита: ЗабГУ, 2021. С. 34–37.
18. Железняк И.И., Стетюха В.А. Расчёт трубы из полимерного материала под действием внешней нагрузки в скважине в массиве многолетнемерзлых пород // Известия Уральского государственного горного университета. 2018. №3. С. 121–125.
19. Отставнов А.А. О высокоэффективных напорных трубах из ПВХ последнего поколения // Санитарная техника, отопление, канализация. 2019. № 2. С. 16–21.
20. Сушко С.М., Асанов Н.С., Карманов Т.Д. Метод гидроизоляции затрубного пространства при сооружении геотехнологических скважин для подземного выщелачивания продуктивного горизонта // Международный журнал экспериментального образования. 2013. № 11. С. 118–122.
21. Singh Integrated Drilling Optimization Approach Delivers Rxelet Resurs to Improve Drilling Efficiency in Remote Artificial Island / Paila P., Kirby C., Diaz N., Aboulkhair A., Mfhmoud D., Al Kindi R., Kasem Y., Benygzer M., Moreira R., Gesettim M. // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition conference. Abu Dhabi, UAE. 2018, pp. 70–75.
22. Акутин М.С., Тихонов Н.Н., Платонов М.П. Новые композиционные материалы с улучшенной прочностью и стабильными характеристиками в процессе эксплуатации // XIV Менделеевский съезд по общей и прикладной химии: в 2 т. М.: Наука, 1989. Т. 2. С. 7–14.
23. Зубарев А.Б. Условия работы, обоснование конструкции и технология применения полиэтиленовых обсадных колонн для крепления технологических скважин подземного выщелачивания металлов: автореф. дис... канд. техн. наук. М.: МГРИ, 1983. 24 с.

24. Бурение и оборудование геотехнологических скважин / Сергиенко И.А., Мосев А.Ф., Бочко Э.А., Пименов М.К. М.: Недра, 1984. 224 с.
25. Шалбаев Ж.С. Разработка методики применения альтернативного материала для гидроизоляции затрубного пространства при сооружении скважин // Развитие урановой и редкометалльной промышленности: материалы XI Междунар. науч.-практ. конф. Алматы, 2024. С. 72–74.

References

1. Arsentiev Yu.A., Nazarov A.P., Zabaikin Yu.V., Ivanov A.G. On the calculation of production strings from polymeric materials for the conditions of permafrost rocks. *Aktualnye problemy i perspektivy razvitiya ekonomiki. Rossiyskiy i zarubezhniy opyt. Nauchnoe obozrenie* [Current issues and prospects of economic development. Russian and foreign experience. Scientific Review], 2019:27-32. (In Russ.)
2. Solodov I.N., Kamnev E.N. *Geotekhnologiya urana (rossiyskiy opyt): monografiya* [Uranium geotechnology (Russian experience). Monograph]. Moscow: KDU, University Book, 2017, 576 p. (In Russ.)
3. Ma Q., Feng Z.G., Liu P., Lin X.K., Li Z.G., Chen M.S. Uranium speciation and in situ leaching of a sandstone-type deposit from China. *Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry*. 2017;311:2129-2134.
4. Dokhani V., Shahri P., Karimi M., Saeed S. Evaluation of Annular Pressure Losses while Casing Drilling. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (2013). <https://doi.org/10.2118/166103-MS>
5. API Standard 13B-2. Recommended Practice for Cementing of Oil and Gas Wells. 2019. 134 p.
6. Solodova I.N. Dobycha urana podzemnym vyshchelachivaniem v kriolitozone [Uranium mining by in-situ leaching in cryolithozone]. Moscow: ZetaPrint, 2022, 183 p. (In Russ.)
7. Zhi W., Yu S., Huijin J., Shuangyang L., Guoyu L., Yonghong N. Thermal elasto-plastic computation model for a buried oil pipeline in frozen ground. *Cold Regions Science and Technology*. 2010;64(3):248-255.
8. Ivanov A.G. Analysis of expediency of application of polymer casing pipes from different polymer materials for equipment of technological wells of uranium in-situ leaching. *Vestnik Zabaikalskogo gosudarstvennogo universiteta* [Bulletin of Transbaikalian State University], 2024;30(4):71-79. (In Russ.)
9. ISO 13628-11. Petroleum and Natural Gas Industries - Design and Operation of Subsea Production Systems. 2020. 15 p.
10. Wenjun H., Deli G., A theoretical study of the critical external pressure for casing col-lapse. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2015;27(1):290-297.
11. Arens V.J., Boguslavskiy E.I., Gridin O.M., Kreinin E.V., Nebera V.P., Ryspanov N.B., Fazlullin M.I., Khrulev A.S., Hcheyan G.H., Shumilova L.V. *Fiziko-khimicheskaya geotekhnologiya* [Physico-chemical geotechnology]. Moscow: Gornaya Kniga, 2021, 816 p. (In Russ.)
12. Sergienko I.A., Moshev A.F., Bochko E.A., Pimenov M.K. *Burenie i oborudovanie geotekhnologicheskikh skvazhin* [Drilling and equipment of geotechnological wells]. Moscow: Nedra, 1984, 224 p. (In Russ.)
13. Alimi L., Chaoui K., Ghabeche W., Chaoui W. Short-term HDPE pipe degradation upon exposure to aggressive environments. *Matériaux & Techniques*. 2013;101 7:701.
14. Schouwenaars R., Jacobo V., Ramos E., Ortiz A. Slow crack growth and failure induced by manufacturing defects in HDPE-tubes. *Engineering Failure Analysis*. 2007;14(6):1124-1134.
15. Sashchenko A.V. *Evolutsiya soedineniy urana na mestorozhdeniyah bazal'nykh paleodolin i osobennosti ih izvlecheniya sposobom SPV: avtoreferat dis... kand. geol.-mineral. nauk* [Evolution of uranium compounds on deposits of basal paleodolines and peculiarities of their extraction by the SPV method. Extended abstract of Ph.D. dissertation]. Moscow, 2024, 23 p.
16. Souhila R., Wafia K., Mounia K., Chaoui K. Mechanical behaviour of machined polyethylene filaments subjected to aggressive chemical environments. *Mechanika*. 2018;77:40-46.
17. Sabigatulin A.A. Comparative analysis of temperature changes in productive solutions during in-situ leaching of uranium at the deposit "Khiagda". *Fiziko-khimicheskaya geotekhnologiya: innovatsii i tendentsii razvitiya: sbornik materialov mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Physical and chemical geotechnology: innovations and development trends. Proceedings of the international scientific and practical conference]. Chita: ZabGU, 2021, pp. 34-37. (In Russ.)
18. Zheleznyak I.I., Stetyukha V.A. Calculation of polymer pipe under external load in a borehole in a mass of perennially frozen rocks. *Izvestiya Uralskogo gosudarstvennogo gornogo universiteta* [News of the Ural State Mining University], 2018;(3):121-125. (In Russ.)
19. Otstavnov A.A. About the high-performance pressure pipes from PVC of the last generation. *Sanitarnaya tekhnika, otoplenie, kanalizatsiya* [Sanitary equipment, heating, sewerage], 2019;(2):16-21. (In Russ.)
20. Sushko S. M., Asanov N. S., Karmanov T. D. Method of waterproofing of the annular space in the construction of geotechnological wells for in-situ leaching of the productive horizon. *Mezhdunarodniy zhurnal eksperimental'nogo obrazovaniya* [International Journal of Experimental Education], 2013;(11):118-122. (In Russ.)
21. Paila P., Kirby C., Diaz N., Aboulkhair A., Mfhamoud D., Al Kindi R., Kasem Y., Benygzer M., Moreira R., Gesetim M. Singh Integrated Drilling Optimization Approach Delivers Rxelet Resurs to Improve Drilling Efficiency in Remote Artificial Island. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition conference. 2018:70-75.
22. Akutin M.S., Tikhonov N.N., Platonov M.P. New composite materials with improved strength and stable characteristics during operation. *XIV Mendelevskiy sezd po obshchey i prikladnoy khimii* [XIV Mendeleev Congress on General and Applied Chemistry]. Moscow: Nauka, 1989, vol. 2, pp. 7-14. (In Russ.)
23. Zubarev A.B. *Usloviya raboty, obosnovanie konstruktivnykh i tekhnologicheskikh skvazhin podzemnogo vyshchelachivaniya metallov: avtoref. dis. ... kand. tekhn. nauk* [Working conditions, design substantiation and technology of polyethylene casing strings application for fastening of technological wells of the in-situ metal leaching. Extended abstract of Ph.D. dissertation]. Moscow, 1983, 24 p.

24. Sergienko I.A., Mosev A.F., Bochko E.A., Pimenov M.K. Burenie i oborudovanie geotekhnologicheskikh skvazhin [Drilling and equipment of geotechnological wells]. Moscow: Nedra, 1984, 224 p. (In Russ.)
25. Shalbaev Zh.S. Development of methodology of application of alternative material for waterproofing of annular space during well construction. *Razvitie uranovoy i redkometal'noy promyshlennosti: materialy XI Mezhdunar. nauch.-prakt. konf* [Development of uranium and rare-metal industry. Proceedings of XI International scientific and practical conference]. Almaty, 2024, pp. 72-74. (In Russ.)

Поступила 17.04.2025; принята к публикации 19.05.2025; опубликована 30.09.2025
Submitted 17/04/2025; revised 19/05/2025; published 30/09/2025

Иванов Александр Георгиевич – кандидат технических наук, член-корреспондент РАЕН, главный специалист,
АО «Ведущий проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт промышленной технологии», Москва, Россия.
Email: ivanov_ag@mail.ru

Арсентьев Юрий Александрович – кандидат технических наук, доцент,
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия.
Email: arsentev@yandex.ru

Вильмис Александр Леонидович – доктор технических наук, заведующий кафедрой геотехнологических способов и физических процессов горного производства,
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия.
Email: vilmisal@mgri.ru

Салахова Камила Нояновна – студент,
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия.
Email: ttlsh@bk.ru

Орехов Данила Дмитриевич – студент,
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия.
Email: danya5688@gmail.ru

Alexander G. Ivanov – PhD (Eng.), Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Chief Specialist,
Design & Survey and Research & Development Institute of Industrial Technology, Moscow, Russia.
Email: ivanov_ag@mail.ru

Yuri A. Arsentiev – PhD(Eng.), Associate Professor,
Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia.
Email: arsentev@yandex.ru

Alexander L. Vilms – DrSc(Eng.), Head of the Department of Geotechnological Methods and Physical Processes of Mining Industry,
Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia.
Email: vilmisal@mgri.ru

Kamila N. Salakhova – Student,
Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia.
Email: ttlsh@bk.ru

Danila D. Orekhov – Student,
Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia.
Email: danya5688@gmail.ru