

Научная статья

УДК 622.277

DOI: 10.2109/2227-9245-2024-30-2-47-61

**К вопросу повышения качества скважин
скважинного подземного выщелачивания урана в криолитозоне**

**Александр Георгиевич Иванов¹, Юрий Александрович Арсентьев²,
Андрей Владимирович Гладышев³, Анатолий Николаевич Михайлов⁴,
Евгений Александрович Гурулев⁵, Дмитрий Александрович Иванов⁶**

^{1,3}Ведущий проектно-изыскательский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт промышленной технологии, г. Москва, Россия;

²Российский государственный геологоразведочный университет, г. Москва, Россия;

^{4,5}АО «Хиагда», г. Чита, Россия, ⁶Компания «Везерфорд», г. Москва, Россия

¹ivanov_ag@mail.ru, ²arsentev1956@yandex.ru, ³gladyshev.a.v@vnipt.ru,

⁴mihailov.a.n@hiagda.ru, ⁵gurulev.e.a@hiagda.ru, ⁶dexhouse@yandex.ru

Информация о статье

Поступила в редакцию
18.01.2024

Одобрена после
рецензирования 04.04.2024

Принята к публикации
20.05.2024

Ключевые слова:

криолитозона, уран,
добыча, технологические
скважины,
эксплуатационная колонна,
полимерные трубы, устья
скважин, устойчивость,
центраторы, полимерные
смолы, полимерные
тампонажные материалы

Особенностью месторождений полезных ископаемых России является то, что около 75 % их расположены в криолитозоне. Месторождения урана, расположенные в криолитозоне и отрабатываемые методом скважинного подземного выщелачивания (СПВ), находятся в Забайкалье и вносят весомый вклад в общероссийскую добычу данного металла. Сложные горно-геологические условия добычи требуют принятия неординарных технических подходов при решении вопросов отработки таких месторождений. Один из них – повышение качества сооружения технологических скважин СПВ урана и сохранения их эксплуатационных характеристик в течение всего периода их эксплуатации. Актуальность связана с необходимостью обеспечения эффективной и экологически безопасной добычи урана методом подземного выщелачивания в криолитозоне. Объект исследования – месторождение скважинного подземного выщелачивания урана. Предмет исследования – особенности сооружения технологических скважин СПВ урана в криолитозоне. Цель исследования – выработка предложений по повышению качества технологических скважин. В статье рассматриваются элементы конструкции технологических скважин, влияющих на их эксплуатационные характеристики, а также факторы, влияющие на выбор принимаемых решений. Выполнение поставленных задач осложняется тем, что в качестве обсадных применяются полимерные трубы из стойких к воздействию рабочих растворов материалов: полиэтилена низкого давления (ПНД) из полиэтилена марки ПЭ100 (применялись ранее) и непластифицированного поливинилхлорида (НПВХ) с модификаторами морозостойкости и ударной прочности (применяются в настоящее время) или ориентированного НПВХ с повышенными физико-механическими характеристиками (будут применяться в перспективе). Полимерные трубы обладают значительно более низкими прочностными характеристиками по сравнению со стальными, что требует принятия нестандартных решений по обеспечению надёжности эксплуатационных колонн (ЭК) на различных этапах сооружения технологических скважин и при проведении на них ремонтных работ. Рассмотрены вопросы, связанные с природными условиями сооружения скважин, устойчивость участков ЭК, расположенных в криолитозоне, и методы её обеспечения, материалы и способы оборудования устьев технологических скважин, приведены данные по результатам выполненных опытных работ, представлены отдельные этапы технологии применения полученного вязкоупругого полимерного материала.

Original article

On the Issue of Imported the Quality Wells In-Situ Leaching of Uranium in the Cryolithic Zone

Alexander G. Ivanov¹, Yuri A. Arsentiev², Andrey V. Gladyshev³,
Anatoly N. Mikhailov⁴, Evgeny A. Gurulev⁵, Dmitry A. Ivanov⁶

^{1,3}JSC "Leading Design and Survey Research and Design and Survey Institute of Industrial Technology", Moscow, Russia; ²Russian State Geological Exploration University, Moscow, Russia;

^{4,5}JSC "Khiagda", Chita, Russia; ⁶Weatherford Company, Moscow, Russia

¹ivanov_ag@mail.ru, ²arsentev1956@yandex.ru, ³gladyshev.a.v@vnipipt.ru,

⁴mikhailov.a.n@hiagda.ru, ⁵gurulev.e.a@hiagda.ru, ⁶dexhouse@yandex.ru

Information about the article

Received January 18, 2024

Approved after review

April 4, 2024

Accepted for publication

May 20, 2024

Keywords:

cryolithozone, uranium, production, process wells, production string, polymer pipes, wellheads, stability, centralizers, polymer resins, polymer cement materials

The peculiarity of mineral deposits in Russia is that about 75 % of them are located in the cryolithozone (Academician of the Russian Academy of Sciences Melnikov V. P.). Uranium deposits, located in the cryolithic zone and mined by the in-situ leaching (ISL) method, are located in Transbaikalia and make a significant contribution to the all-Russian production of this metal. Difficult mining and geological conditions of mining require the adoption of extraordinary technical approaches to solving issues related to the development of such deposits. One of them is to improve the quality of construction of ISL uranium process wells and maintain their operational characteristics throughout the entire period of their operation. The relevance of the work is associated with the need to ensure efficient and environmentally safe uranium mining by in-situ leaching in the cryolithic zone. The object of the study is a deposit of in-situ uranium by ISL. The subject of the study is presented by peculiarities of construction of in-situ uranium leaching process wells in the cryolithozone. The purpose is to develop proposals to improve the quality of process wells. This paper examines the design elements of process wells that affect their operational characteristics, as well as the factors that influence the choice of decisions made. The fulfillment of these tasks is complicated by the fact that polymer pipes, made of materials resistant to working solutions, are used as casing: low-density polyethylene, HDPE made of polyethylene PE100 (used earlier) and unplasticized polyvinylchloride NPVC with modifiers of frost resistance and impact strength (current used) or oriented NPVC with increased physical and mechanical characteristics (will be used in the future). Polymer pipes have significantly lower strength characteristics compared to steel pipes, which again requires non-standard solutions to ensure the reliability of production strings (PS) at various stages of the construction of process wells and during repair work on them. In this paper, issues related to the natural conditions of well construction, the stability of EC sections located in the cryolithozone zone and methods of its support, methods and materials for equipping the wellheads of technological wells are considered, information is provided on the results of laboratory work performed, separate stages of the technology for the application of the obtained viscoelastic.

Введение. В настоящее время одним из самых эффективных и экологически безопасных методов добычи урана является метод скважинного подземного выщелачивания (СПВ). Значительная часть материальных затрат в процессе добычи урана приходится на сооружение и эксплуатацию технологических скважин.

Проблемы эффективности отработки месторождений методом СПВ урана обозначены в различных работах [1–4; 7; 10–13; 15; 16], а также освещались на международных научно-практических конференциях [6; 9]. Применение метода СПВ при добыче урана осложняется наличием в геологическом разрезе многолетнемёрзлых горных пород (криолитозона), например как на месторождениях Забайкалья. Указанное обстоя-

тельство требует поиска оригинальных решений задач по обеспечению надёжности работы конструкций скважин за счёт правильного выбора элементов их технологического оснащения при сооружении и эксплуатации с учётом экологической безопасности добычи (как и при добыче других видов полезных ископаемых в Забайкалье, например ископаемых углей [14]).

Актуальность. Урановые месторождения на территории Забайкалья, прежде всего в криолитозоне, являются перспективным источником добычи полезного сырья на многие десятилетия. В этих условиях надёжность и эффективность добычи урана методом СПВ обеспечиваются качеством добычных работ, которыми являются технологические скважины. В статье рассмотрены некоторые

особенности технологии сооружения и эксплуатации скважин в условиях криолитозоны, а также приведены предложения по предупреждению возникновения в них аварийных ситуаций.

Цель исследования – выработать предложения по повышению качества технологических скважин.

Объект исследования – месторождение скважинного подземного выщелачивания урана.

Предмет исследования – особенности сооружения технологических скважин СПВ урана в криолитозоне.

Задача исследования – определение основных природных, технологических и конструктивных факторов, влияющих на качество скважин.

Методы исследования: сбор исходных данных по сооружению и эксплуатации скважин, их анализ, формулирование основных задач, требующих решения для обеспечения безаварийной эксплуатации скважин, разработка рекомендаций по конструкциям скважин, технологий их сооружения и эксплуатации.

Разработанность проблемы исследований. Проблемы отработки месторождений урана в условиях криолитозоны методом СПВ характерны только для российских месторождений урана, например в Забайкалье.

По данной причине за рубежом исследования по приведённой проблеме не выполнялись.

Сооружение и эксплуатация технологических скважин СПВ урана сопровождаются воздействием на эксплуатационные колонны (ЭК) нагрузок [5], различных по своей физической природе. Авторами впервые разработана классификация нагрузок, действующих на ЭК на различных этапах сооружения и эксплуатации скважин, нарушений целостности колонн, приведённая на рис. 1, 2.

Анализ воздействия на полимерные колонны каждой из приведённых в классификации нагрузок и их совокупности представляет собой сложнейшую задачу. В статье рассмотрены только некоторые виды нагрузок.

Одним из обязательно выполняемых условий, влияющих на состояние ЭК из обсадных полимерных труб, как основного звена конструкции скважины, является сохранение её прямолинейной формы устойчивого равновесия. Потеря осевой устойчивости ЭК сопровождается: для труб ПНД – расстройством резьбовых соединений; для труб НПВХ – разрушением муфтовой части резьбы. Соответственно, это приводит к разгерметизации резьбовых соединений, варианты которых могут быть различными, в частности изгиб ЭК по резьбовым соединениям обсадных труб, различным видам их разрушения. Примеры нарушений резьбовых соединений приведены на рис. 3, 4.

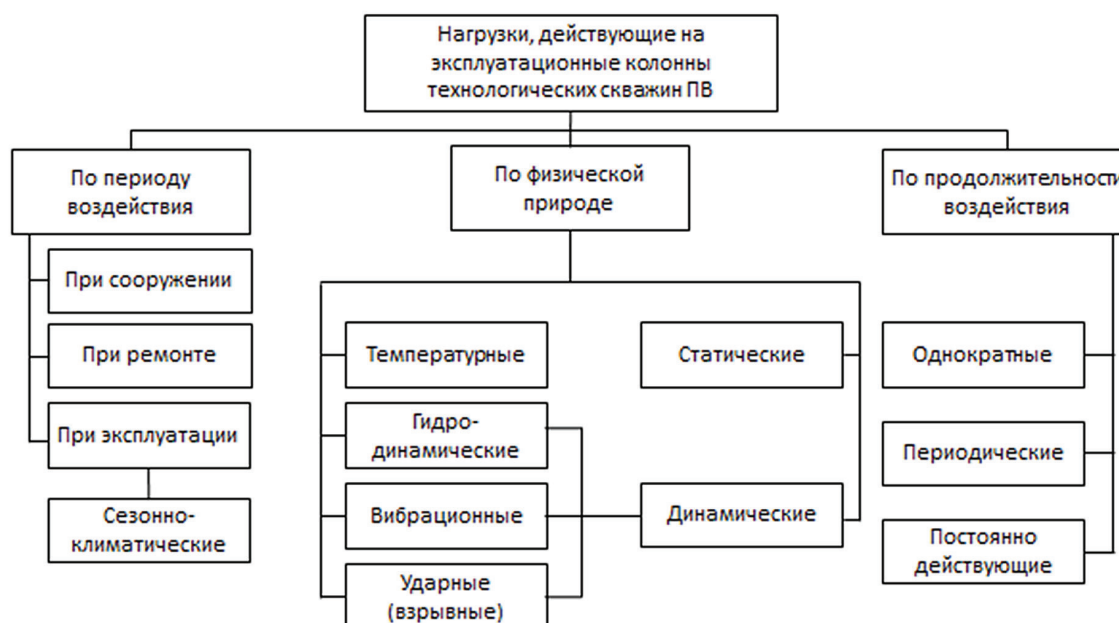


Рис. 1. Классификация нагрузок, действующих на ЭК технологических скважин СПВ урана в криолитозоне / **Fig. 1.** Classification of loads acting on the EC of ISL process wells of uranium in the cryolithozone

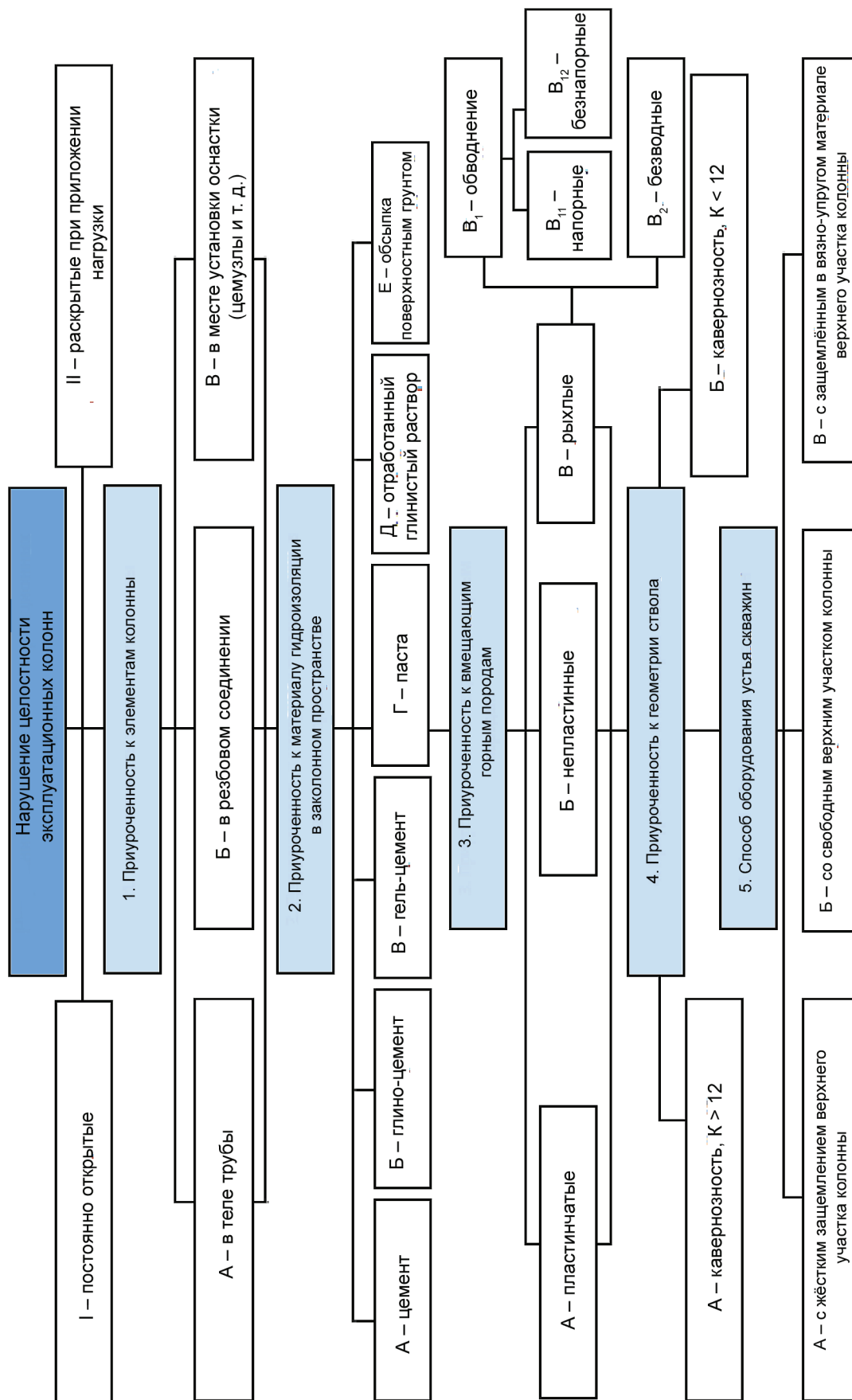


Рис. 2. Классификация нарушений целостности ЭК технологических скважин СПВ урана в криолитозоне /
Fig. 2. Classification of EC integrity violations of ISL process wells in the cryolithozone

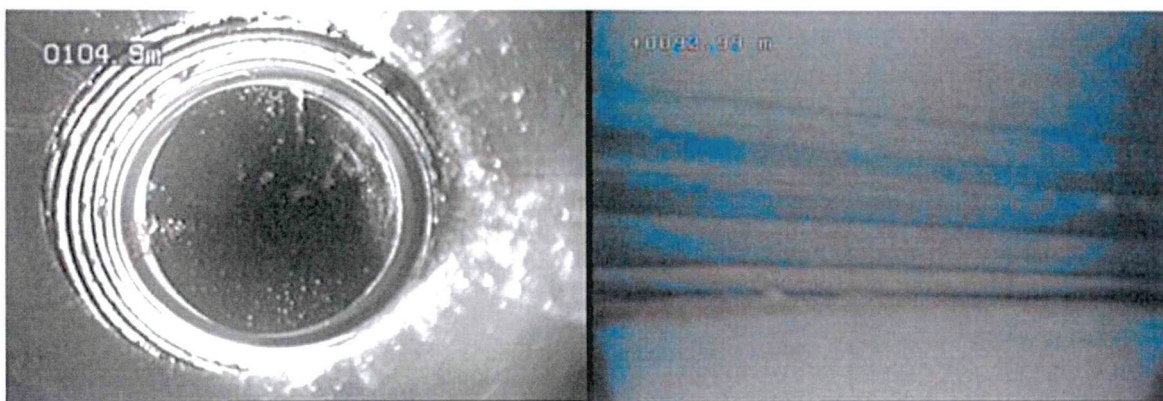


Рис. 3. Виды нарушений в резьбовых соединениях труб ПНД /
Fig. 3. Types of Violations in Threaded Connections of HDPE pipes



Рис. 4. Вариант разрушения муфтовой части резьбы труб НПВХ /
Fig. 4. Variant of the coupling part destruction of the thread of NPVC pipes

Расчётная модель для оценки осевой устойчивости ЭК приведена в некоторых работах [5; 6; 8]. Основными параметрами, влияющими на осевую устойчивость ЭК, являются модуль Юнга и коэффициент Пуассона материала, а также геометрические размеры кольцевого сечения обсадных труб. Численные значения указанных параметров для труб НПВХ в большей мере соответствуют геологическим условиям работы эксплуатационной колонны технологических скважин СПВ урана на территории месторождений Забайкалья. Трубы ПНД могут применяться для отработки месторождений, в геологическом разрезе которых над продуктивным горизонтом отсутствуют водоносные горизонты, а горные породы имеют положительную температуру, близкую к температуре рабочих растворов. Кроме того, результаты теоретических исследований показали, что величина зазора между стенками скважины и поверхностью ЭК существенно влияет на величину фактического давления смятия, деформирующего колонну. Следует

иметь в виду, что величина зазора определяется не только диаметром породоразрушающего инструмента, применяемого при бурении, но и величиной кавернозности ствола на отдельных участках скважины.

Для сохранения прямолинейной формы устойчивости ЭК технологических скважин в криолитозоне авторами предложено использовать центраторы, принципиальная схема которых приведена на рис. 5.

На практике $D_{л}$ можно принять равным 0,85–0,95 диаметра породоразрушающего инструмента. Следует иметь в виду, что $D_{вн}$ должен быть на 2–3 мм больше наружного диаметра обсадных труб. Высота корпуса центратора должна составлять 250–300 мм, а лопасти должны быть установлены на корпусе под углом к оси корпуса. Угол установки лопастей определяется наружным диаметром обсадных труб и должен обеспечивать беспрепятственное перемещение технологической колонны бурильных труб (на рис. 3 показано коричневым цветом).

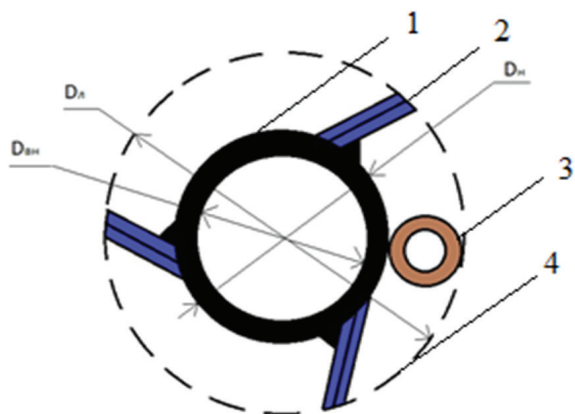


Рис. 5. Принципиальная схема центризатора: D_n – наружный диаметр корпуса центризатора; $D_{вн}$ – внутренний диаметр корпуса центризатора; D_l – диаметр окружности по лопастям центризатора; 1 – корпус центризатора; 2 – наклонная лопасть; 3 – технологический снаряд (колонна бурильных труб); 4 – условный диаметр скважины / **Fig. 5.** Schematic diagram centralizer: D_n is the diameter of the centering housing; $D_{вн}$ – inner diameter of the enclosure centralizer; D_l – diameter of the circumference along the blades centralizer; 1 – centering housing; 2 – inclined blade; 3 – technological projectile (drillpipes); 4 – nominal borehole diameter

Осевая устойчивость ЭК зависит от способа оборудования устьев технологических скважин СПВ урана. Механические характеристики материала, применяемого для обо-

рудования данного элемента конструкции скважины, обеспечивающего надёжность её работы, необходимо учитывать при низких статических уровнях ($H_{ст}$) вод продуктивного водоносного горизонта (до 135 м в зависимости от залежи). В ряде случаев возникают сложности выполнения гидроизоляции заколонного пространства в криолитозоне традиционными способами (цементированием) из-за горно-геологических условий проведения работ (ниже криолитозоны залегают породы с катастрофическим водопоглощением).

Способ оборудования устьев решает следующие основные задачи, направленные на предупреждение разрушения ЭК при сооружении и эксплуатации скважин:

- 1) исключение попадания вод деятельного слоя в заколонное пространство;
- 2) поддержание осевой устойчивости ЭК по всей длине;
- 3) минимизация всех видов нагрузок на ЭК, возникающих при сооружении и эксплуатации скважин (см. рис. 1, 2).

Приуроченность глубины нарушений по результатам обследования 210 скважин, сооружённых в криолитозоны, не закреплённых в криолитозоны на устье и без центризаторов по длине ЭК, приведена на рис. 6. Нарушения целостности ЭК проявляются в виде смятия обсадных труб и разрушений резьбовых соединений.

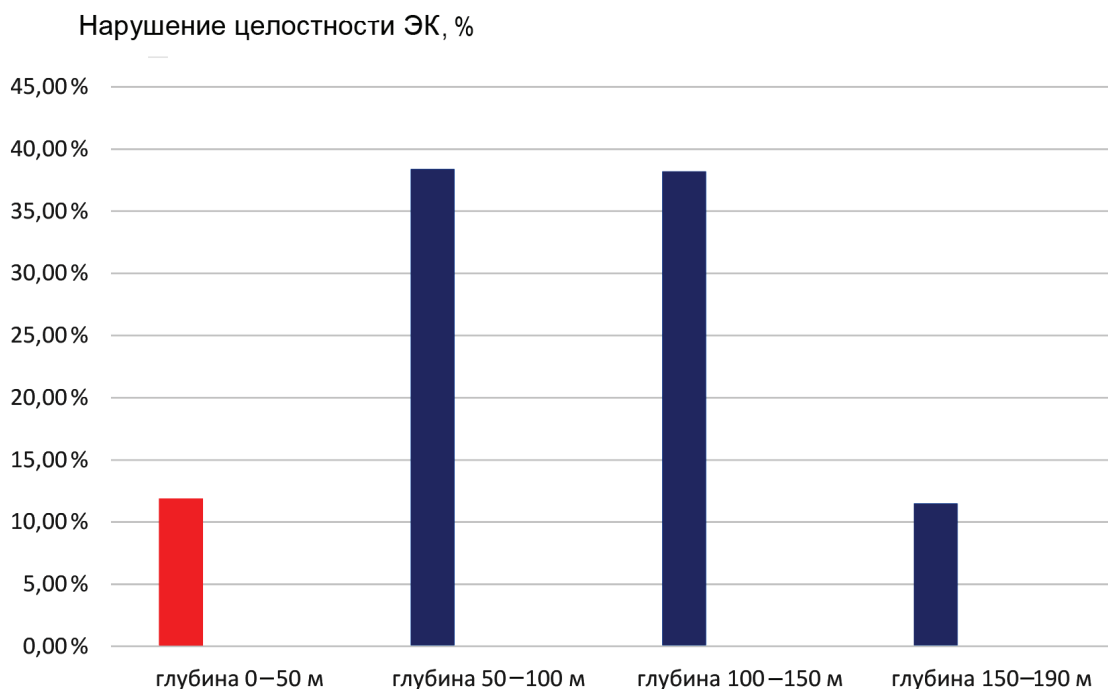


Рис. 6. Диаграмма распределения нарушений целостности из труб ПНД 110×18 по глубине скважин / **Fig. 6.** Diagram of the integrity violations distribution from HDPE pipes 110×18 by the depth of wells

Нарушения в интервале 0–50 м происходят из-за проникновения в заколонное пространство (интервал криолитозоны) вод деятельного слоя. При их замерзании происходит смятие труб ЭК. Фотографии смятия труб НПВХ и ПНД приведены на рис. 7.

Разгерметизация резьбовых соединений ЭК в интервале 50–190 м связана с потерей её осевой устойчивости.

Данные по выпадению осадков в районе проведения работ (средние данные по итогам 30-летних метеонаблюдений) приведены в табл. 1. Анализ результатов показывает, что поступление осадков через кольцевое пространство между кондуктором и ЭК в интервале криолитозоны минимально, поэтому их величиной при расчёте количества образующегося льда в заколонном пространстве сооружённых скважин можно пренебречь.

Осадки, поступающие порциями в течение года в интервал криолитозоны, не опасны

для целостности ЭК, т. к. при замерзании их в заколонном пространстве лёд формируется в виде слоистой структуры. Такая форма льда создаёт минимальные нагрузки на наружную поверхность труб ЭК.

Потеря осевой устойчивости происходит под действием осевой нагрузки, возникающей от действия веса труб ЭК. В зависимости от длины незакреплённого на устье участка колонны нагрузка на расчётный участок колонны Q_k рассчитывается по формуле:

$$Q_k = q \cdot L, \quad (1)$$

где q – вес 1 м обсадных труб, кг;

L – длина не закреплённого на устье участка эксплуатационной колонны, низ которой зафиксирован в верхнем интервале материала гидроизоляции, м. Результаты расчётов для труб НПВХ 140×10 и НПВХ 90×8 приведены в табл. 2.

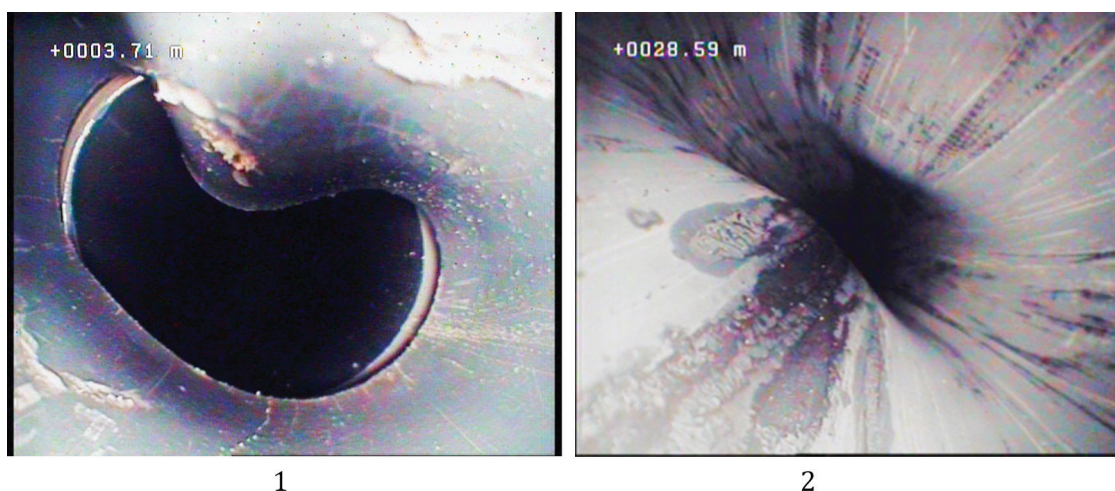


Рис. 7. Примеры смятия обсадных труб НПВХ (1) и ПНД (2) /
Fig. 7. Examples of collapse of NPVC casing (1) and HDPE (2)

Таблица 1 / Table 1

Среднемесячное количество осадков в районе работ Average monthly precipitation in the work area

Среднемесячное количество осадков, мм / Average monthly rainfall, mm												
Январь / January	Февраль / February	Март / March	Апрель / April	Май / May	Июнь / June	Июль / July	Август / August	Сентябрь / September	Октябрь / October	Ноябрь / November	Декабрь / December	За год / Per year
2	2	4	14	28	67	109	87	42	11	6	4	376

Осевая нагрузка на нижний участок ЭК, не закреплённой на устье / Axial load on the lower section of the EC that are unfastened at the mouth

Трубы / Pipes	Вес 1 м трубы, кг / Weight 1 m pipes, kg	Нагрузка на низ не зафиксированного участка, кг / Load on the bottom of the unfixed area, kg			
		Длина не зафиксированного на устье интервала труб, м / Length of pipe interval not fixed at the mouth, m			
		50	80	100	135
НПВХ 90×8 / NPVC 90×8	3,051	152	144	304	412
НПВХ 140×10 / NPVC 140×10	6,168	308	493	617	833

Анализ глубин нарушения герметичности эксплуатационных колонн свидетельствует о том, что максимальное количество выявленных нарушений приурочено к нижнему сечению незафиксированного участка колонны.

Осевая и изгибающая нагрузки ($N_{изг}$), действующие на крышку прокачного оголовника и верхний участок ЭК, могут быть компенсированы формой оголовника с обязательным размещением верха ЭК в вязкоупругом резиноподобном материале. Объём пластовой жидкости, приходящийся на один выброс водовоздушной смеси из скважины в зависимости от дебита, достигнутого при эрлифтной прокачке, составляет 3–9 дм³ на один выброс. Каждый выброс создаёт ударную осевую нагрузку на оголовник и ЭК.

Авторами выполнены теоретические исследования защемлённого участка ЭК и возникающих при этом температурных изменений длины обсадных труб. Формула для

определения изменения длины ЭК в зависимости от перепада температуры в трубах имеет следующий вид:

$$\Delta L = \alpha \cdot L \cdot \Delta t, \quad (2)$$

где ΔL – изменение длины ЭК, м;

α – коэффициент температурного изменения материала труб, ед./°С;

L – расчётная длина колонны, м;

Δt – перепад температуры в трубах ЭК, °С.

Расчетные данные по температурным изменениям длины колонн из труб ПНД и НПВХ в зависимости от Δt приведены в табл. 3.

Верхняя отметка не закреплённой на устье ЭК (обсадных труб ПНД 110×18) в течение года меняет своё положение из-за изменения температуры рабочих (выщелачивающих) растворов. График мониторинга верхней отметки над кондуктором по одной из нагнетательных скважин приведён на рис. 8.

Таблица 3 / Table 3

Изменения длины ЭК при перепаде температуры / Dependence of EC length change at temperature difference

Материал труб / Pipe material	Расчётная длина, Лм / Estimated length, Lm	Изменение температуры Δt , °С / Temperature change Δt , °С			
		5	10	15	20
		Изменение длины труб ΔL , м / Changing the length of ΔL pipes, m			
ПНД / HDPE	50	0,05	0,1	0,15	0,2
	100	0,1	0,2	0,3	0,4
НПВХ / NPVC	50	0,015	0,03	0,045	0,06
	100	0,03	0,06	0,09	0,12

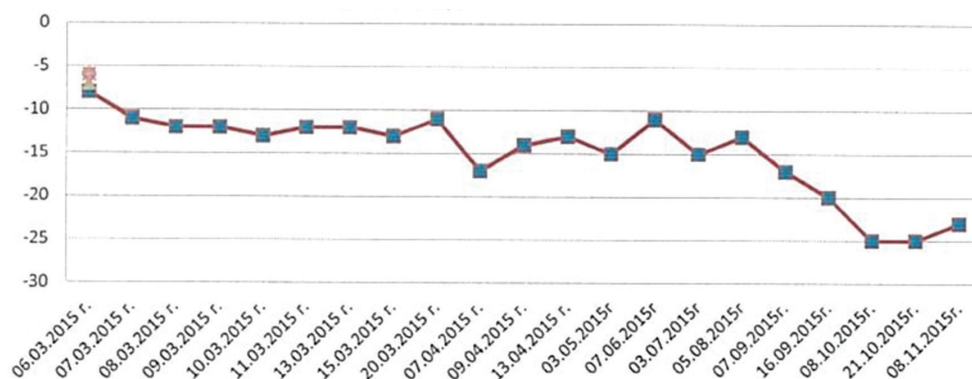


Рис. 8. Изменение положения верхней отметки ЭК из труб ПНД 110×18 по нагнетательной скважине /
Fig. 8. Change in the position of the upper mark of the EC from HDPE 110×18 pipes along the injection well

Расчёт показывает недопустимость жёсткого заземления верхнего и нижнего участков ЭК при возникновении в ней температурных нагрузок.

Формула для определения температурных нагрузок, возникающих в обсадных трубах, имеет следующий вид:

$$Pt = \alpha \cdot E \cdot F \cdot \Delta t, \quad (3)$$

где Pt – осевая нагрузка, возникающая в колонне в результате её нагрева или охлаждения, кг;

α – коэффициент температурного изменения, ед./°С (для ПНД $\alpha=0,0002$ ед./°С, для НПВХ $\alpha=0,00006$ ед./°С);

E – модуль упругости материала труб, МПа;

F – площадь поперечного сечения трубы, см²;

Δt – перепад температуры в трубах ЭК, °С.

Расчётные значения температурных нагрузок для полимерных труб из ПНД и НПВХ приведены в табл. 4.

Проведённое исследование позволяет сформулировать следующие основные положения:

1) при снятой с хомута ЭК оборудование устьев технологических скважин разделительными устройствами любого типа (резиновыми манжетами, жгутами, различными набивками) недопустимо;

2) не рекомендуется применение крышек любого типа для изоляции кольцевого пространства между кондуктором и верхом ЭК из-за незначительности атмосферных осадков в районе проведения работ;

3) устья скважин необходимо оборудовать до снятия ЭК с хомута материалом, обладающим такими свойствами, как:

– возможность компенсации нагрузок, действующих на ЭК при эксплуатации скважин;

– обеспечение сцепления с материалом ЭК для сохранения её осевой устойчивости;

– химическая стойкость при контакте с рабочими растворами в процессе сооружения и эксплуатации скважин;

– сохранение свои свойств в течение времени эксплуатации скважин;

– сохранение своих свойств в диапазоне эксплуатационных температур;

– пожарная и экологическая безопасность.

При выборе вязкоупругих материалов проанализированы различные материалы, использование которых позволяет сформировать вязкоупругие композиты: смолы «Катрен», "RIN-SC", "MasterRoc 350", "Аквидур-ЭСП", бентонитовые смеси с различными наполнителями, полиакриламид ГППА, гермогели и др. На основании проведённых опытных работ для создания вязкоупругого материала рекомендовано использовать смолу «Аквидур-ЭСП», выпускаемую в России.

При проведении испытаний использовались следующие составы:

1) вода – цемент-смола «Аквидур-ЭСП» – ОПГС (ОПГС – отверждаемая полимерная гидроактивная смола). Результат: моментальное после добавки ОПГС начало реакции полимеризации, что не позволяет производить заливку композиции в заколонное пространство;

2) вода – бентонитовый глинопорошок – ОПГС. Результат: формируется нетекучая композиция;

3) вода – песок (все фракции) – ОПГС. Результат: песок быстро осаждается в нижнюю

Таблица 4 / Table 4

Расчётные значения температурных нагрузок в трубах ПНД и НПВХ / Design values of temperature loads in HDPE and NPVC pipe

Трубы / Pipes	Модуль упругости, МПа / Module elasticity, MPa	Площадь сечения F, см ² / Cross-sectional area F, cm ²	Изменение температуры труб Δt , °С / Temperature change of pipes Δt , °С			
			5	10	15	20
			Нагрузка Pt , кг / Load, kg			
ПНД 110×18 / HDPE 110×18	800	52	416	832	1248	1664
ПНД 160×18 / HDPE 160×18	800	80	640	280	1920	2560
НПВХ 90×8 / NPVC 90×8	2500	38	285	570	855	1140
НПВХ 140×10 / NPVC 140×10	2500	59	443	885	1328	1770

часть смеси без формирования композиции с однородной структурой;

4) вода – зола-унос с электрофильтров ТЭЦ – ОПГС. Результат: полученный материал имеет вязкоупругую структуру.

Приготовление опытных работ выполнялось в следующей последовательности: ёмкость объёмом 10 дм³ заполнялась расчётным количеством воды с температурой +20 °С, затем в воду добавлялось расчётное количество наполнителя с последующим их перемешиванием в течение не менее 2 мин для получения стабильного состава. Далее добавлялась ОПГС, а перемешивание 3-компонентной смеси производилось не более 20 с. На практике полученная смесь должна сразу доставляться в заколонное пространство.

Выбор золы-уноса обусловлен тем, что данный наполнитель близок по плотности к воде. Расслаивание такой смеси происходит медленно и позволяет получить после введения в не ОПГС устойчивый 3-компонентный композит. Зола-унос – крупнотоннажный отход угольных ТЭЦ в виде твёрдого порошка, который является неопасным отходом с низкой степенью воздействия на окружающую среду [6]. Зола-унос имеет следующие характеристики: плотность насыпная – 950–1400 кг/м³; плотность материала отхода – 2000–4000 кг/м³; влажность по массе – до 3 %; крупность по остатку на сите № 008 – не более 15 % по массе; удельная поверхность частиц отхода – не менее 2500 см²/г.

ОПГС «Аквидур-ЭСП» производится из изоцианатсодержащих предполимеров с низкой вязкостью. Взаимодействие с водой приводит к образованию однородного материала (полиуретанмочевины) с увеличением его первоначального объёма. При взаимодействии материала с водной суспензией образуется наполненный гель. Материал сохраняет свои свойства в широком диапазоне положительных и отрицательных температур, при этом вода после отверждения композита связывается и физически, и химически. Смола – невзрывоопасный трудно воспламеняющийся материал, относящийся к первому классу опасности. Перед применением в холодное время года смолу надо выдержать при температуре не ниже +15 °С не менее 15 ч, а при выполнении работ в данный период рекомендуется нагреть до +50 °С. Зола-унос в качестве наполнителя композита сокращает расход смолы при приготовлении композита, применение которого решает задачи по оборудованию устьев скважин СПВ урана в криолитозоне.

Основные характеристики смолы «Аквидур – ЭСП»: динамическая вязкость при температуре 25 °С – 650 МПа*С; массовая доля свободных NCO-групп – ±10 %; кажущая плотность в пересчёте на сухой продукт – 70–140 кг/м³; внешний вид – однородная непрозрачная жидкость без механических примесей; массовая доля свободных NCO-групп – ±10 %; испытания по технологической пробе: время старта после смешения с водой – 30–50 С; время подъёма после контакта с водой – 80–120 С; коэффициент расширения при отверждении – не менее 6 раз в замкнутом пространстве и до 12 раз в свободном пространстве

Фотография оборудования устья вязкоупругим материалом на основе воды, золы-уноса и смолы «Аквидур-ЭСП» приведена на рис. 9.

Физико-механические характеристики материала: механическая прочность на сжатие – 0,3–0,5 МПа; твёрдость по прибору ШОРА – 20–25 кгс/см² в водонасыщенном состоянии, 65–70 кгс/см² – в воздушно-сухом; плотность – 0,9–0,95 г/см³; растяжение – не менее 120 %.

Для получения такого материала проведены исследования соотношения входящих в него компонентов. Безусадочный композит имел следующий состав: вода – 46,5 %; зола-унос – 46 %; смола – 7 %. Для приготовления опытных образцов применялись следующие компоненты: вода – 5 дм³, зола-унос – 5 кг, смола – 750 г.

Влияние температуры воды на объём полученного композита также исследовано авторами. Результаты увеличения исходного объёма смеси в зависимости от температуры воды и усадка материала через 30 сут после проведения опытов приведены в табл. 5. Для сравнения приведены данные по результатам испытаний двухкомпонентных смесей из воды и смолы, полученных при тех же условиях.

Для опытов брали по 3 образца, приготовленных на воде различной температуры. По истечении 45 сут образцы серий 1–4 разрушились после обезвоживания, образцы серий 5–8 сохранили свои вязкоупругие свойства.

Результаты выполненных работ показали, что двухкомпонентные смеси из воды и ОПГС для сооружения технологических скважин применять нельзя. Приведённые работы также показали: чем выше температура воды, тем эффективнее и быстрее протекает реакция полимеризации композитного материала.



Рис. 9. Устье технологической скважины, оборудованное вязкоупругим материалом (температура окружающего воздуха – 20 °С) / **Fig. 9.** Process well mouth equipped with viscoelastic material (ambient temperature – 20 °С)

Таблица 5 / Table 5

Результаты испытания смесей на основе смолы «Аквидур ЭСП» / Test Results of Mixtures Based on Aquadur ESPR

Изменение высоты смеси, мм / Change of heights mixtures, mm	Исходные компоненты смеси / Initial components of the mixture							
	вода: смола / water: resin				вода: зола-унос: смола / water: fly ash: resin			
	температура воды, °С (серия опытов) / water temperature, °С (series of experiments)							
	10 (1)	30 (2)	50 (3)	70 (4)	10 (5)	30 (6)	50 (7)	70 (9)
H ₁ – исходный через 5 мин после смешивания компонентов / H ₁ – initial after 5 min mixing the components	43	54	60	83	44	75	110	120
H ₂ – после охлаждения до температуры -5 °С в течение 24 ч / H ₂ – after cooling to -5 °С for 24 hours	33	44	51	74	38	68	104	115
H ₃ – после выдержки при температуре -5 °С в течение 30 сут / H ₃ – after holding at temperature -5 °С for 30 days	14	14	43	51	32	60	96	110

Повышение температуры воды приводит в то же время к формированию структуры композита с низкими физико-механическими свойствами из-за образования в структуре большего содержания газовой компоненты. На практике температура воды не должна превышать +20 °С.

Сцепление вязкоупругого материала с трубами НПВХ проверялось на стенде. В опытах определялось усилие страгивания имитатора обсадной трубы, изготовленного из трубы НПВХ 50×3, из имитатора скважины, изготовленного из трубы НПВХ 110×3. Кольцевой зазор между имитаторами составлял 27 мм. При проведении исследований

использовался состав, приготовленный из воды, имевшей температуру +20 °С. Высота вязкоупругого материала в межтрубном пространстве составляла 125 мм. Страгивающая нагрузка определялась по показаниям электронного динамометра.

Страгивающая нагрузка $\sigma_{стр}$, зафиксированная при проведении опытов, имела значения 0,06–0,26 кг/см². На практике для расчётов можно принимать значение $\sigma_{стр}=0,06$ кг/см².

Удерживающая нагрузка, обеспечивающая осевую устойчивость ЭК при применении рекомендуемого композитного материала, может быть определена по следующей формуле:

$$N_{уд.} = K \cdot \sigma_{стр} \cdot F_k \quad (4)$$

где $N_{уд.}$ – удерживающая нагрузка, кг;
 $\sigma_{стр}$ – сжимающая нагрузка, кг/см²;
 F_k – площадь контакта обсадной трубы с композитным материалом, см²;

K – понижающий коэффициент, учитывающий возможную неполноту заполнения интервала изоляции композитным материалом; $K=0,8 - 0,85$.

Результаты расчёта удерживающей нагрузки для труб НПВХ 140×10 и НПВХ 90×8

при высоте контакта с композитом, равной 1 м, приведены в табл. 6.

Полученные расчётные нагрузки (см. табл. 2) следует сравнить с указанными в табл. 6 для определения высоты заполнения межтрубного (заколонного) пространства на устье рекомендуемым материалом в целях обеспечения осевой устойчивости незакрепленного на устье интервала ЭК. Для компенсации температурных нагрузок $N_{уд.}$ не должна превышать значений, приведённых в табл. 4.

Таблица 6 / Table 6

Удерживающая нагрузка для обсадных труб НПВХ / Holding Load for NPVC Casing

Трубы / Pipes	Высота контакта труб с композитным материалом, м / Height of contact between pipes and composite material, m			
	1	3	5	8
	Удерживающая нагрузка $N_{уд.}$, кг ($K=0,8, \sigma_{стр}=0,06 \text{ кг/см}^2$) / Retention Load N_{sp} , kg ($K=0,8, \sigma_{стр}=0,06 \text{ кг/см}^2$)			
НПВХ 90×8 / NPVC 90×8	135	406	678	1085
НПВХ 140×10 / NPVC 140×10	211	633	1055	1688

Выводы.

1. Приведены классификации нагрузок, действующих на ЭК в криолитозоне, и нарушений их целостности.

2. Предложены рекомендации по оснастке ЭК и материалу для оборудования устьев технологических скважин.

3. Проанализирована приуроченность негерметичных участков ЭК к интервалам глубин скважин, сооружённых в криолитозоне.

4. Рассмотрены основные возможные причины возникновения нарушений ЭК в криолитозоне.

5. Исследовано применение вязкоупругих материалов в конструкциях технологических скважин.

6. Рекомендованы расчётные формулы для определения технологических регламентов сооружения и эксплуатации технологических скважин в криолитозоне.

Список литературы

1. Арсентьев Ю. А., Назаров А. П., Забайкин Ю. В., Иванов А. Г. О расчёте эксплуатационных колонн из полимерных материалов для условий многолетнемёрзлых пород // Актуальные проблемы и перспективы развития экономики: российский и зарубежный опыт. Научное обозрение. 2019. Вып. 21. С. 27–32.
2. Добыча урана подземным выщелачиванием в криолитозоне / под ред. И. Н. Солодова. М.: ZetaPrint, 2022. 183 с.
3. Геотехнология урана (российский опыт): монография / под ред. И. Н. Солодова, Е. Н. Камнева. М.: КДУ: Университетская книга, 2017. 576 с.
4. Железняк И. И., Стетюха В. А. Расчёт трубы из полимерного материала под действием внешней нагрузки в скважине в массиве многолетнемёрзлых пород // Известия УГГУ. 2018. Вып. 3. С. 121–125.
5. Иванов А. Г., Иванов Д. А., Арсентьев Ю. А., Назаров А. П., Калиничев В. Н. Особенности применения полимерных обсадных труб при сооружении технологических скважин подземного выщелачивания урана // Известия высших учебных заведений. Серия «Геология и разведка». 2019. № 4. С. 50–57.
6. Иванов А. Г., Гурулев Е. А., Алексеев Н. А., Базаров Д. Н., Иванов Д. А., Арсентьев Ю. А., Назаров А. П. Особенности ремонта эксплуатационных колонн технологических скважин в условиях многолетнемёрзлых горных пород // Актуальные проблемы урановой промышленности: сб. тр. IX Междунар. науч.-практ. конф. Алматы, 2019. С. 216–223.
7. Иванов А. Г., Михайлов А. Н., Алексеев Н. А., Иванов Д. А., Арсентьев Ю. А., Назаров А. П. Специальные работы для восстановления и поддержания рабочего состояния эксплуатационной колонны технологических скважин // Разведка и охрана недр. 2020. № 6. С. 52–57.
8. Иванов А. Г., Иванов Д. А., Арсентьев Ю. А., Соловьев Н. В., Назаров А. П., Барашков И. А. Использование зольных растворов ТЭЦ для предупреждения загрязнения недр технологическими раство-

рами при сооружении, ремонте и ликвидации скважин подземного выщелачивания (СПВ) урана // Разведка и охрана недр. 2020. № 12. С. 34–41.

9. Иванов А. Г., Гладышев А. В., Арсентьев Ю. А., Соловьев Н. В., Назаров А. П., Иванов Д. А. Осевая устойчивость эксплуатационных колонн из полимерных обсадных труб и способы её сохранения при сооружении и эксплуатации технологических скважин СПВ урана // Актуальные проблемы урановой промышленности: сб. тр. X Юбилейной Междунар. науч.-практ. конф. Алматы, 2022. С. 140–151.

10. Константинов А. К., Машковцев Г. А., Мигута А. К., Шумилин М. В., Щеточкин В. Н. Уран российских недр. М.: ВИМС, 2010. 850 с.

11. Сергиенко И. А., Мосев А. Ф., Бочко Э. А., Пименов М. К. Бурение и оборудование геотехнологических скважин. М.: Недра, 1984. 224 с.

12. Святецкий В. С., Полонянкина С. В. Состояние и перспективы развития уранодобывающей отрасли Российской Федерации // Уран: геология, ресурсы, производство: V Междунар. симпозиум. М.: ВИМС, 2021.

13. Святецкий В. С., Гладышев А. В., Солодов И. Н., Суворов А. В. Влияние генетических особенностей урановых месторождений Хиагдинского рудного поля на выбор технологии отработки рудных залежей скважинным подземным выщелачиванием // Горный журнал. 2022. № 4.

14. Сидорова Г. П., Маниковский П. М., Якимов А. А., Овчаренко Н. В. Радиационно-экологическая безопасность ископаемых углей Забайкалья // Вестник Забайкальского государственного университета. 2023. Т. 29, № 2. С. 36–44. DOI: 10.2109/2227-9245-2023-29-2-36-44.

15. Cuney Michrl, Mercadier Julien, Bonnetti Christophe A new classification of sandstone-related uranium deposit // Uniersite de Lorraine GeoRessources, France, State Key Laboratory of Nuclear Recources and Environment? East China Uiversity of Technology, Nanchang, Jiangxi, China.

16. Hassaa Zare Tavakoli, Amir Charkhi, Hojabr Cohbadzadth A review of uranium heap leaching in Iran // Materials and Nuclear Fuel Research Institute, Nuclear Science and Techology Research Institute, Tehran, Iran.

References

1. Arsentiev Yu. A., Nazarov A. P., Zabaykin Yu. V., Ivanov A. G. On the calculation of operational columns made of polymer materials for permafrost conditions. Actual problems and prospects of economic development: Russian and foreign experience. Scientific Review, issue 21, pp. 27–32, 2019. (In Rus.)

2. Uranium mining by underground leaching in the cryolithozone / edited by I. N. Solodov. Moscow: ZetaPrint, 2022. 183 p. (In Rus.)

3. Geotechnology of uranium (Russian experience): monograph / edited by I. N. Solodov, E. N. Kamneva. Moscow: KDU: University book, 2017. 576 p. (In Rus.)

4. Zheleznyak I. I., Stetyukha V. A. Calculation of a pipe made of a polymer material under the action of an external load in a well in an array of permafrost rocks. Izvestiya UGSU, issue 3, pp. 121–125, 2018. (In Rus.)

5. Ivanov A. G., Gladyshev A. V., Arsentiev Yu. A., Solovyov N. V., Nazarov A. P., Ivanov D. A. Axial stability of production columns made of polymer casing pipes and methods of its preservation during the construction and operation of technological wells of SPV uranium. Actual problems of the uranium industry: collection of works X Anniversary International scientific and practical conf. Almaty, 2022. Pp. 140–151. (In Rus.)

6. Ivanov A. G., Gurulev E. A., Alekseev N. A., Bazarov D. N., Ivanov D. A., Arsentiev Yu. A., Nazarov A. P. Features of repair of production columns of technological wells in conditions of permafrost rocks. Actual problems of the uranium industry: collection of works IX International scientific and practical. conf. Almaty, 2019. Pp. 216–223. (In Rus.)

7. Ivanov A. G., Ivanov D. A., Arsentiev Yu. A., Nazarov A. P., Kalinichev V. N. Features of the use of polymer casing pipes in the construction of technological wells for underground uranium leaching. News of Higher Educational Institutions. The Series "Geology and Exploration", no. 4, pp. 50–57, 2019. (In Rus.)

8. Ivanov A. G., Ivanov D. A., Arsentiev Yu. A., Solovyov N. V., Nazarov A. P., Barashkov I. A. The use of ash solutions of thermal power plants to prevent contamination of the subsoil with technological solutions during the construction, repair and liquidation of wells for underground leaching of uranium // Exploration and Protection of the Subsoil, no. 12, pp. 34–41, 2020. (In Rus.)

9. Ivanov A. G., Mikhailov A. N., Alekseev N. A., Ivanov D. A., Arsentiev Yu. A., Nazarov A. P. Special works for restoration and maintenance of the working condition of the production column of technological wells. Exploration and Protection of the Subsoil, no. 6, pp. 52–57, 2020. (In Rus.)

10. Konstantinov A. K., Mashkovtsev G. A., Miguta A. K., Shumilin M. V., Shchetochkin V. N. Uranium of the Russian subsoil. Moscow: VIMS, 2010. 850 p. (In Rus.)

11. Sergienko I. A., Mosev A. F., Bochko E. A., Pimеноv M. K. Drilling and equipment of geotechnological wells. Moscow: Nedra, 1984. 224 p. (In Rus.)

12. Svyatetsky V. S., Polonyankina S. V. The state and prospects of development of the uranium mining industry of the Russian Federation. Uranium: geology, resources, production: V International symposium. Moscow: VIMS, 2021. (In Rus.)

13. Svyatetsky V. S., Gladyshev A. V., Solodov I. N., Suvorov A. V. The influence of genetic features of uranium deposits of the Khiagdinsky ore field on the choice of technology for mining ore deposits by borehole underground leaching. *Mining Journal*, no. 4, 2022. (In Rus.)

14. Sidorova G. P., Manikovskiy P. M., Yakimov A. A., Ovcharenko N. V. Radiation and environmental safety of fossil coals of Transbaikalia. *Transbaikal State University Journal*, vol. 29, no. 2. pp. 36–44, 2023. DOI: 10.2109/2227-9245-2023-29-2-36-44. (In Rus.)

15. Cuney Michrl, Mercadier Julien, Bonnetti Cristophe A new classification of sandstone-related uranium deposit. *Uniersite de Lorraine GeoResources, France, State Key Laboratory of Nuclear Resources and Environment? East China University of Technology, Nanchang, Jiangxi, China.* (In Eng.)

16. Hassaa Zare Tavakoli, Amir Charkhi, Hojabr Cohbadzadth A review of uranium heap leaching in Iran. *Materials and Nuclear Fuel Research Institute, Nuclear Science and Techology Research Institute, Tehran, Iran.* (In Eng.)

Информация об авторах

Иванов Александр Георгиевич, член-корреспондент РАЕН, канд. техн. наук, главный специалист, АО «Ведущий научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт промышленной технологии», г. Москва, Россия; ivanov_ag@mail.ru. Область научных интересов: геотехнология добычи урана методом скважинного подземного выщелачивания, сооружение и эксплуатация геотехнологических скважин.

Арсентьев Юрий Александрович, канд. техн. наук, доцент, Российский государственный геолого-разведочный университет, г. Москва, Россия; arsentev1956@yandex.ru. Область научных интересов: техника и технология сооружения скважин, материаловедение.

Гладышев Андрей Владимирович, генеральный директор, АО «Ведущий научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт промышленной технологии», г. Москва, Россия; gladyshev.a.v@vnipt.ru. Область научных интересов: геотехнология добычи урана методом скважинного подземного выщелачивания, геофизические методы исследования геотехнологических скважин.

Михайлов Анатолий Николаевич, генеральный директор, АО «Хиагда», г. Чита, Россия; mihailov.a.n@hiagda.ru. Область научных интересов: геотехнология добычи урана методом скважинного подземного выщелачивания.

Гурулев Евгений Александрович, первый заместитель генерального директора – главный инженер АО «Хиагда», г. Чита, Россия; gurulev.e.a@hiagda.ru. Область научных интересов: геотехнология добычи урана методом скважинного подземного выщелачивания.

Иванов Дмитрий Александрович, инженер по бурению, Компания «Везерфорд», г. Москва, Россия; dexhouse@yandex.ru. Область научных интересов: техника и технология сооружения скважин различного целевого назначения, крепление скважин.

Information about the authors

Ivanov Alexander G., Candidate of Technical Sciences, Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Chief Specialist of JSC "Leading Design and Survey and Research Institute of Industrial Technology", Moscow, Russia; ivanov_ag@mail.ru. Research interests: geotechnology of uranium mining by in-situ leaching, construction and operation of geotechnological wells.

Arsentiev Yuriy A., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Russian State Geological Exploration University, Moscow, Russia; arsentev1956@yandex.ru. Research interests: engineering and technology of well construction, materials science.

Gladyshev Andrey V., General Director, JSC "Leading Design and Survey and Research Institute of Industrial Technology", Moscow, Russia; gladyshev.a.v@vnipt.ru. Research interests: geotechnology of uranium mining by in-situ leaching, geophysical methods of geotechnological well survey.

Mikhailov Anatoly N., General Director, JSC "Khiagda", Chita, Russia; mihailov.a.n@hiagda.ru. Research interests: geotechnology of uranium mining by in-situ leaching

Gurulev Evgeny A., First Deputy General Director – Chief Engineer, JSC "Khiagda", Chita, Russia; gurulev.e.a@hiagda.ru. Research interests: geotechnology of uranium mining by in-situ leaching

Ivanov Dmitry A., Drilling Engineer, Weatherford Company, Moscow, Russia; dexhouse@yandex.ru. Research interests: equipment and technology for the construction of wells for various purposes, well casing.

Вклад авторов в статью

Иванов А. Г. – разработка методологии анализа собранных материалов, их анализ, поиск решения поставленных задач, выводы, библиография, написание текста.

Арсентьев Ю. А. – обработка полученных материалов, написание текста.

Гладышев А. В. – сбор и подготовка материалов для обработки.

Михайлов А. Н. – сбор и подготовка материалов для обработки.

Гурулев Е. А. – сбор и подготовка материалов для обработки.
Иванов Д. А. – обработка материалов, построение диаграмм, графиков и таблиц, написание текста (английский язык).

The authors contribution to the article

Ivanov A. G. – development of a methodology for the analysis of the collected materials, analysis, search for solutions to the problems, conclusions, bibliography, writing a text.

Arsentyev Yu. A. – processing of the received materials, writing the text.

Gladyshev A. V. – collection and preparation of materials for processing.

Mikhailov A. N. – collection and preparation of materials for processing.

Gurulev E. A. – collection and preparation of materials for processing.

Ivanov D. A. – processing of materials, construction of diagrams, graphs and tables, writing of the text (Eng.).

Для цитирования

Иванов А. Г., Арсентьев Ю. А., Гладышев А. В., Михайлов А. Н., Гурулев Е. А., Иванов Д. А. К вопросу повышения качества скважин скважинного подземного выщелачивания урана в криолитозоне // Вестник Забайкальского государственного университета. 2024. Т. 30, № 2. С. 47–61. DOI: 10.2109/2227-9245-2024-30-2-47-61.

For citation

Ivanov A. G., Arsentyev Yu. A., Gladyshev A. V., Mikhailov A. N., Gurulev E. A., Ivanov D. A. On the Issue of Imported the Quality Wells In-Situ Leaching of Uranium in the Cryolithic Zone // Transbaikal State University Journal. 2024. Vol. 30, no. 2. P. 47–61. DOI: 10.2109/2227-9245-2024-30-2-41-61.