

Научная статья

УДК 622.277

DOI: 10.21209/2227-9245-2024-30-3-70-78

О некоторых особенностях сооружения и эксплуатации технологических скважин в криолитозоне

**Александр Георгиевич Иванов¹, Александр Леонидович Вильмис²,
Юрий Александрович Арсентьев³, Юрий Александрович Боровков⁴**

¹Ведущий проектно-исследовательский и научно-исследовательский институт
промышленной технологии, г. Москва, Россия

^{2,3,4}Российский государственный геологоразведочный университет, г. Москва, Россия

¹ivanov_ag@mail.ru, ²vilmisal@mgi.ru, ³arsentev1956@yandex.ru, ⁴borovkovya@mgi.ru

Информация о статье

Поступила в редакцию
25.01.2024

Одобрена после
рецензирования 09.07.2024

Принята к публикации
06.08.2024

Ключевые слова:

криолитозона, уран,
технологические
скважины, полимерные
обсадные трубы, устья
скважин, температурные
напряжения, центраторы,
полимерные тампонажные
материалы, сезонность
работ, эрлифтная прокачка

Особенностью российских месторождений полезных ископаемых является то, что около 75 % из них находятся в криолитозоне. Месторождения урана, расположенные в криолитозоне и отрабатываемые методом скважинного подземного выщелачивания, вносят весомый вклад в общероссийскую добычу данного металла. Сложные горно-геологические условия добычи урана в криолитозоне требуют принятия неординарных технических подходов при решении вопросов отработки таких месторождений. Один из них – повышение качества сооружения технологических скважин скважинного подземного выщелачивания урана и сохранения их эксплуатационных характеристик в течение всего периода эксплуатации. Актуальность работы связана с необходимостью обеспечения эффективной и экологически безопасной добычи урана методом подземного выщелачивания в криолитозоне. Изучаются элементы конструкции технологических скважин, влияющие на их эксплуатационные показатели, температурные нагрузки, действующие на эксплуатационные колонны из полимерных материалов (полиэтилена низкого давления и непластифицированного поливинилхлорида), сезонность сооружения скважин, режимы их эксплуатации. В статье не рассматриваются полимерные материалы других видов: стеклопластиковые (имеют высокую хрупкость, являются дорогостоящими, испытаны в конце 80-х гг. XX в. в Узбекистане), металлопластовые (абсолютно не пригодны для эксплуатации из-за коррозии металла в случае нарушения полимерного покрытия, например при ремонтно-восстановительных работах, испытывались в Узбекистане и Казахстане в 1985–1988 гг., в том числе с участием авторов), полипропиленовые и трубы из акрилбутадиенстирола (низкие физико-механические характеристики). Выполненный анализ показал, что температурное воздействие на полимерные обсадные трубы является одним из важнейших факторов, учитывая который можно обеспечить безаварийную эксплуатацию сооружённых технологических скважин. Работа включает анализ и обработку фактических материалов, полученных при сооружении и эксплуатации скважин. Сделанные выводы позволяют определить наиболее эффективные технологии оборудования полимерных эксплуатационных колонн технологических скважин, выбрать элементы оснастки и материалы для гидроизоляции заколонного пространства.

On Some Features of Construction and Operation of Technological Wells in the Cryolithic Zone

Alexander G. Ivanov¹, Alexander L. Wilmis², Yuri A. Arsenyev³, Yuri A. Borovkov⁴

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

^{2,3,4}Russian State Geological Prospecting University, Moscow, Russia

¹ivanov_ag@mail.ru, ²vilmisal@mgri.ru, ³arsentev1956@yandex.ru, ⁴borovkovya@mgri.ru

Information about the article

Received 1 January 2024

Approved after review
9 July 2024

Accepted for publication
6 August 2024

Keywords:

cryolithozone, uranium, process wells, polymer casing, wellheads, temperature stresses, centralizers, polymer backfill materials, seasonality of work, airlift pumping

A feature of Russian mineral deposits is that about 75% of them are located in the permafrost zone. Uranium deposits located in the permafrost zone and mined by the method of borehole in-situ leaching make a significant contribution to the all-Russian production of this metal. Complex mining and geological conditions of uranium mining in the permafrost zone require the adoption of extraordinary technical approaches to solving the issues of developing such deposits. The quality of process wells construction for in-situ leaching of uranium and the preservation of their operational characteristics throughout the entire period of operation. The relevance of the work is associated with the need to ensure efficient and environmentally safe uranium mining by in-situ leaching in a cryolithozone. This paper discusses the design elements of process wells that affect their operational performance, the temperature loads acting on production strings made of polymeric materials (low-density polyethylene and unplasticized polyvinyl chloride), the seasonality of well construction, and their operating modes. The author does not consider polymer materials of other types: fiberglass (have high brittleness, roads, tested in the late 1980s in Uzbekistan), metal-plastic (absolutely unsuitable for operation due to metal corrosion in case of violation of the polymer coating, for example, during repair and restoration work, were tested in Uzbekistan and Kazakhstan in 1985–1988, including with the participation of the author), polypropylene and acryl butadiene styrene pipes (low physical and mechanical characteristics). The analysis has showed that the temperature effect on polymer casing pipes is one of the most important factors, taking into account which it is possible to ensure trouble-free operation of constructed process wells. The work includes the analysis and processing of actual materials obtained during the construction and operation of wells. The conclusions have made it possible to determine the most effective technologies for equipping polymer production strings of technological wells, to select equipment elements and materials for waterproofing the casing space.

Введение. В настоящее время одним из самых эффективных методов добычи урана является метод скважинного подземного выщелачивания (далее – СПВ). Значительные затраты добычи приходится на сооружение и эксплуатацию технологических скважин. Проблемы обеспечения особенностей экологической безопасности и эффективности отработки месторождений, в том числе обрабатываемых методом СПВ урана, обозначены в различных работах [4; 5; 7–9; 12–15 и др.]. Применение метода СПВ осложняется при добыче в условиях многолетнемёрзлых горных пород (криолитозона). Единственная в мире группа таких месторождений находится в Забайкалье, что вызывает необходимость решения новых задач, возникающих при решении вопросов обеспечения надёжности конструкций скважин, выбора элементов их технологического оснащения, сооружения, эксплуатации и экологической безопасности (как и при добыче других видов полезных

ископаемых в Забайкалье, например ископаемых углей) [13]. Автор является одним из пионеров в решении поставленных задач и непосредственным участником процессов сооружения и эксплуатации технологических скважин. Публикации в печати по рассматриваемым процессам практически отсутствуют, за исключением работ автора и его коллег [1; 2; 7; 8; 10 и др.].

Актуальность темы исследования. Урановые месторождения, расположенные в Забайкалье, прежде всего в криолитозоне, являются перспективным источником данного сырья на многие десятилетия вперёд. В этих условиях надёжность и эффективность добычи урана методом СПВ обеспечиваются качеством добычных выработок, которыми являются технологические скважины. Рассмотрению некоторых особенностей технологии сооружения и эксплуатации скважин, выработке предложений, способствующих предупреждению возникновения в них ава-

рийных ситуаций, посвящено данное исследование.

Объект исследования – технологические скважины для СПВ урана в криолитозоне.

Предмет исследования – технология сооружения скважин для СПВ в криолитозоне.

Цель исследования – выработать предложения по повышению качества технологических скважин и разработать рекомендации по конструкциям скважин и технологии их эксплуатации.

Задача исследования – определить влияние температурного фактора на целостность эксплуатационных колонн из полимерных материалов.

Постановка задач исследования: сбор исходных данных по сооружению и эксплуатации скважин, их анализ, выбор решений для обеспечения безаварийной эксплуатации скважин, разработка рекомендаций по конструкциям скважин и технологии их эксплуатации.

Разработанность темы исследования. Проблема исследований характерна только для условий месторождений урана, отрабатываемых методом СПВ в криолитозоне. В зарубежной литературе она не освещалась в связи с тем, что условия добычи в других странах существенно отличаются от условий Забайкалья.

Добыча урана методом СПВ в настоящее время является одним из основных методов получения металла для нужд различных отраслей промышленности: оборонной, энергетической и др. Доля урана, добываемого методом СПВ, в России достигает 70 %, а остальное количество урана добывается из скальных месторождений. Сооружение и эксплуатация технологических скважин СПВ урана производятся в различных климатических и горно-геологических условиях в зависимости от региона добычи. Основным регионом добычи урана в России является Забайкальский край, в котором сосредоточены крупнейшие разведанные в настоящее время запасы этого полезного ископаемого, в частности уникальные месторождения Хиагдинского рудного поля, расположенные в криолитозоне, что требует выработки неординарных решений. Таких уникальных месторождений в мире больше нет. Геологический разрез при этом представлен породами деятельного слоя (породами сезонного промерзания и оттаивания мощностью Ндс до 4 м в зависимости от широты региона – термин применяют геологи, мерзлотоведы, строители), криолитозоной и нижезалегающими горными

породами с положительной температурой, включая продуктивный водоносный горизонт и породы нижнего водоупора. Криолитозона может быть представлена базальтами различной структуры с прослоями туфопесчаников и туфобрекчий. Мощность криолитозоны Нкз составляет 60–100 м в зависимости от участка месторождения (залежей), а температура пород может быть принята равной 2 °С. Температура горных пород продуктивного водоносного горизонта (песков различного гранулометрического состава) составляет +4 °С и выше. Глубины скважин Нскв могут составлять 100–250 м. Статический уровень пластовой жидкости продуктивного горизонта составляет от 25–30 до 100–130 м и определяется, в том числе, напором вод вышезалегающего над продуктивным водоносного горизонта. Климатические условия сооружения и эксплуатации технологических скважин характеризуются значительными перепадами поверхностных температур по сезонам года и могут колебаться в диапазоне от +25 до -35 °С. Такую же температуру Тот имеют и обсадные трубы, спускаемые в скважину в качестве эксплуатационной колонны (далее – ЭК). Собственно процесс спуска ЭК составляет незначительную часть общего времени сооружения скважин, оборудованных полимерными трубами. Для скважин глубиной 150–200 м это время составляет до 3–4 ч в режиме соблюдения всех технологий спуска труб: очистки резьбовых соединений от механических загрязнителей, обезжиривания сопрягаемых резьбовых поверхностей, просушивания обезжиренных поверхностей, нанесения клея или герметика на обе обезжиренные поверхности. При этом продолжительность спуска верхнего участка колонны (перекрывает интервал криолитозоны) производится на заключительном этапе обсадки, а его длительность не превышает 30–40 мин. За этот промежуток времени с учётом теплофизических свойств полимерных материалов обсадные трубы не успевают принять температуру пород криолитозоны, что необходимо учитывать в технологии сооружения скважин. Для выравнивания температуры труб в соответствии с температурой вмещающих горных пород с учётом опыта работ на аналогичных предприятиях в США, Канаде, Австралии, Намибии, Казахстане автором подана заявка на получение патента.

В настоящее время известно ограниченное количество работ, посвящённых сооружению и эксплуатации технологических

скважин СПВ урана в условиях криолитозоны [3–6; 9; 11–15 и др.]. Целью статьи является попытка восполнить имеющийся пробел в этом вопросе.

Процесс эксплуатации нагнетательных технологических скважин сопровождается подачей в них рабочих растворов кислот (выщелачивающих растворов) с температурой $T_{вр}$, изменяющейся как по отдельным залежам, так и по временам года. Разность температур $\Delta T = T_{вр} - T_{кз}$ при этом составляет от $+5^\circ\text{C}$ зимой до $+16^\circ\text{C}$ летом ($T_{вр}$ – температура выщелачивающих растворов ВР, которая в зависимости от сезона составляет от $+7^\circ\text{C}$ до $+20^\circ\text{C}$; $T_{кз}$ – температура пород криолитозоны, составляющая до -2°C).

Методический подход к определению температурных нагрузок в трубах ЭК при сооружении и эксплуатации скважин.

Для получения значений изменения длины труб ЭК ΔL в криолитозоне, возникающих при этом напряжений α в трубах и осевой нагрузки $R_{ос}$, воспользуемся следующими фор-

мулами, полученными на основании известного закона Гука:

$$\Delta L = C \cdot L \cdot \Delta T, \quad (1)$$

$$\alpha = C \cdot E \cdot \Delta T, \quad (2)$$

$$R_{ос} = \alpha \cdot S, \quad (3)$$

где C – коэффициент линейного изменения для материала труб, ед./ $^\circ\text{C}$;

E – модуль упругости материала труб, МПа (для труб из полиэтилена низкого давления (далее – ПНД) может быть принят равным 800 МПа, для труб из непластифицированного поливинилхлорида (далее – НПВХ) – 2500 МПа);

S – площадь поперечного сечения трубы, см^2 .

Следует иметь в виду то, что температурные напряжения возникают только в статически неопределимых, т.е. в жёстко закреплённых сверху и снизу либо по всей длине участках ЭК. Различные показатели для скважин произвольно выбранных конструкций скважин с условным перепадом температур $\Delta T = T_{вр} - T_{кз}$, равным 22°C , приведены в таблице.

Расчётные величины для скважин с различными параметрами / Design values for wells with different parameters

Залежь / Deposit		1	2	3	4
Глубина скважин, м / Depth of wells, m		230	120	140	215
Глубина статического уровня $N_{ст} = N_{кз}$ / Static Depth $N_{ст} = N_{кз}$		135	50	35	110
Изменение длины труб ΔL м / Change in pipe length ΔL m	ПНД/HDPE	0,594	0,22	0,154	0,484
	НПВХ/PVC	0,178	0,066	0,046	0,145
Напряжение в трубе α , МПа / Voltage in the pipe α , MPa	ПНД/HDPE	3,52	3,52	3,52	3,52
	НПВХ/PVC	3,3	3,3	3,3	3,3
Осевая нагрузка $R_{ос}$, кгс/Axle load $R_{ос}$, kgf	ПНД160x18/HDPE 160x18	4083	4083	4083	4083
	НПВХ140x10/PVC 140x10	1353	1353	1353	1353

В приведённой таблице при положительном перепаде температур ΔT (спуск колонны в период отрицательных температур воздуха) будет происходить увеличение её длины, а при отрицательном перепаде температур ΔT – уменьшение её длины (спуск колонны в период положительных температур воздуха). Данное обстоятельство необходимо учитывать при расчёте длины спускаемой в скважину колонны введением коэффициента изменения длины колонны в зависимости от температуры обсадных труб T на поверхности и криолитозоны $T_{кз}$.

Варианты разрушения резьбовых соединений ЭК, закреплённых как по всей длине в цементном камне, так и на концевых участках (на устье и в надфильтровом интервале), приведены на рис. 1.

Разрушение резьбового соединения ЭК на глубине 104,5 м показано на рис. 1а, при

этом она закреплена в цементном камне как на устье, так и в интервале цементирования в надфильтровом интервале.

Разрыв резьбового соединения ЭК на глубине 11 м показан на рис. 1б, при этом колонна полностью зацементирована до устья (месторождение Канжуган, Республика Казахстан, 1988 г.). Извлечение разрушенного участка ЭК выполнялось под руководством автора её обурированием специнструментом, изготовленным из обсадных труб с наружным диаметром 146 мм и толщиной стенки 4,5 мм.

Приведённые примеры однозначно свидетельствуют о том, что заземлять ЭК любыми средствами (цементным камнем, сыпучими материалами, поверхностным грунтом и иными) в условиях переменных температур, возникающих при сооружении и эксплуатации технологических скважин СПВ урана, не-

допустимо. ЭК из полимерных материалов в таких условиях должна «дышать».

Отдельно стоит отметить исключение паровых агрегатов для оттаивания замороженных скважин. Температура пара таких агрегатов (МНС-700 и др.) достигает +195 °С, а применение его для оттаивания (как и использование

горячей воды) недопустимо из-за значительной деформации полимерных обсадных труб.

На графике, приведенном на рис. 2, для условного перепада температур ΔT в диапазоне 0–50 °С и при длине колонны в криолитозоне, равной 100 м, представлена величина изменения длины ЭК ΔL .

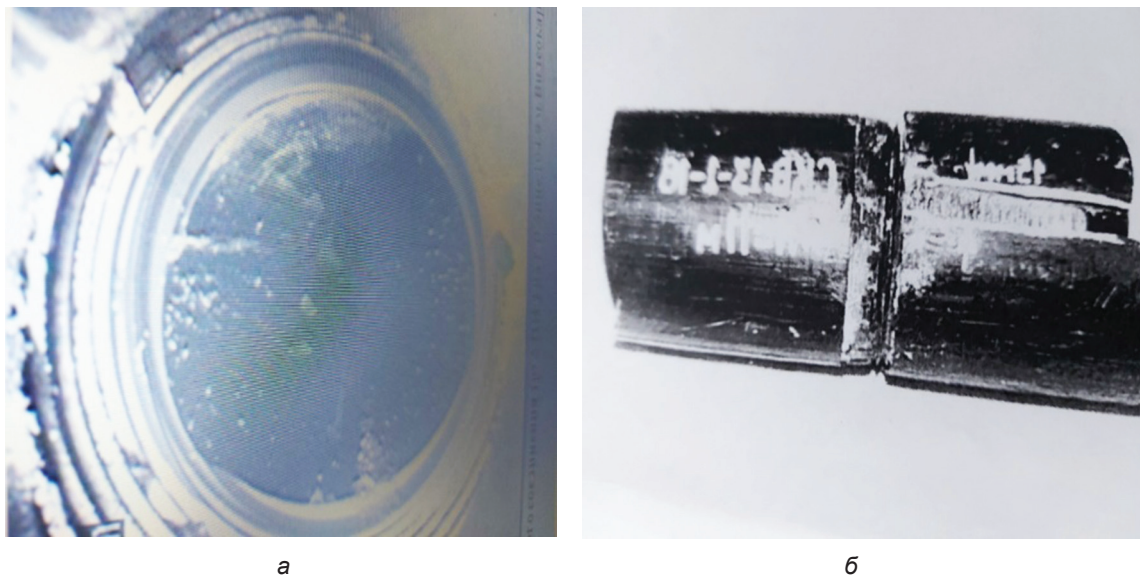


Рис. 1. Разрушение резьбового соединения труб ПНД 160×18 при охлаждении ЭК (а) и разрыв резьбового соединения трубы ПНД 110×18 при нагревании ЭК (б) / **Fig. 1.** Destruction of the threaded connection of HDPE pipes 160×18 during cooling of the EC (а) and rupture of the threaded connection of the HDPE pipe 110×18 when the EC (б) is heated

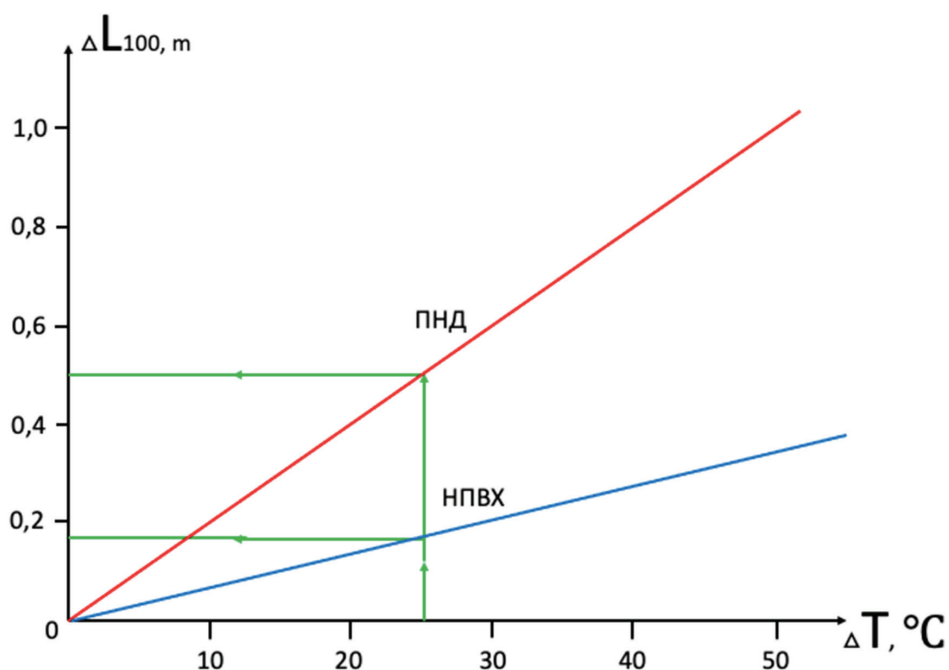


Рис. 2. График зависимости изменения длины ЭК от перепада температур в теле трубы / **Fig. 2.** Graph of the change | EC length as a function of the temperature difference in the pipe body

Формула для уточнения фактического изменения длины ЭК в интервале криолитозоны имеет следующий вид:

$$\Delta L_{\text{ф}} = (L_{\text{ф}} : L_{100}) \cdot \Delta L_{100}, \quad (4)$$

где $\Delta L_{\text{ф}}$ – фактическое изменение длины ЭК в криолитозоне, м;

$L_{\text{ф}}$ – фактическая длина ЭК в криолитозоне, м;

L_{100} – базовая длина ЭК, равная 100 м.

ΔL_{100} принимается на основании графика, представленного на рис. 1, для соответствующего перепада температур ΔT и типа обсадных труб.

Пример: $L_{\text{ф}} = 125$ м, $\Delta T = 26$ °С, отсюда имеем $\Delta L_{100} = 0,52$ м для труб ПНД, 0,17 м –

для труб НПВХ, а изменение длины колонны $\Delta L_{\text{ф}}$ составит $(125:100) 0,52 = 0,65$ м для труб ПНД, 0,21 м – для труб НПВХ.

По формулам (1)–(4) можно определить изменение длины труб ЭК в криолитозоне при эксплуатации скважин. При этом в расчётах учитывается разность температур $T_{\text{вр}}$ и $T_{\text{кз}}$. Разработчиком методики проведения расчётов и рекомендуемых формул является автор данной статьи.

Сооружение и эксплуатация технологических скважин происходят с циклическим изменением температуры труб ЭК, что поясняется упрощённым графиком, приведённым на рис. 3.

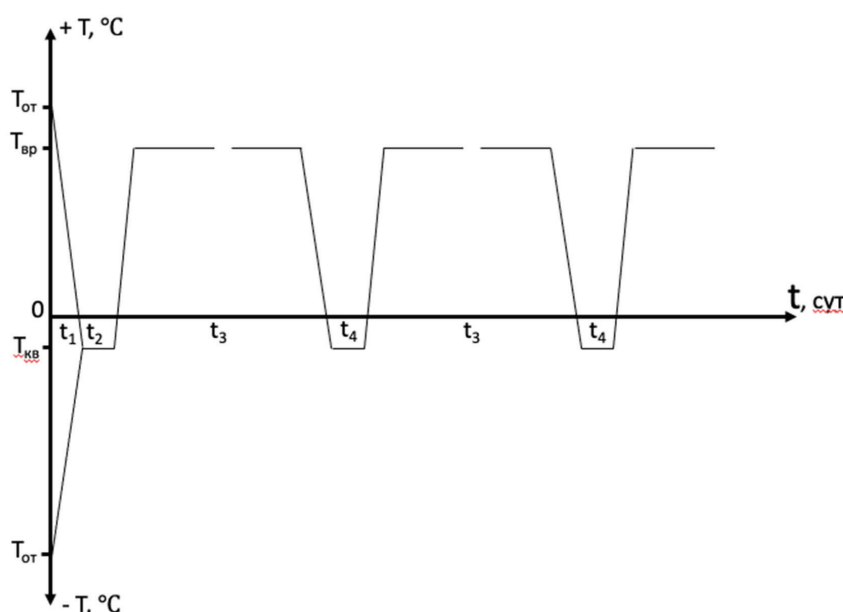


Рис. 3. Изменение температуры труб ЭК при сооружении и эксплуатации технологических скважин: $T_{\text{кз}}$, $T_{\text{от}}$, $T_{\text{вр}}$ – соответственно температуры криолитозоны, обсадных труб, выщелачивающих растворов; t_1 – продолжительность охлаждения или нагрева труб, спущенных в скважину при положительных или отрицательных температурах воздуха; t_2 – продолжительность простоя скважины до ввода её в эксплуатацию; t_3 – продолжительность цикла эксплуатации скважины при температуре $T_{\text{вр}}$ (температура ВР); t_4 – продолжительность простоя скважины при снижении температуры до $T_{\text{кз}}$ (при остановках эксплуатации скважин) / **Fig. 3.** Change in the temperature of EC pipes during the construction and operation of process wells: $T_{\text{кз}}$, $T_{\text{от}}$, $T_{\text{вр}}$ – respectively the temperature of the cryolithozone, casing pipes, leaching solutions; t_1 – duration of cooling or heating of the pipes lowered into the well at positive or negative air temperatures; t_2 – duration of the downtime the well before is commissioning; t_3 – duration of the well operation cycle at $T_{\text{вр}}$ temperature (BP temperature); t_4 – duration of the well downtime when the temperature drops to $T_{\text{кз}}$ (during well shutdowns)

Приведённый график не учитывает изменение температуры выщелачивающих растворов в зависимости от сезонов эксплуатации, но даёт общее представление о процессах воздействия температур на состояние ЭК.

Представленные расчёты учитывают только влияние температурных нагрузок на ЭК, которые являются частью всего комплекса воздействия нагрузок иной природы: ударных

на оголовник при эрлифтной прокачке скважин на стадиях освоения и ремонтно-восстановительных работ, сминающих нагрузки при замерзании в криолитозоне высоконапорных пластовых вод или вод деятельного слоя.

Выводы

1. Приведённые расчёты имеют общий характер и могут быть использованы для любых горно-геологических условий место-

рождений урана и других металлов, отрабатываемых методом СПВ с использованием полимерных обсадных труб.

2. При спуске в скважину полимерных обсадных труб обязательно необходимо учитывать температуру обсадных труб и температуру стенок скважины (скважинной жидкости) в интервале их спуска. Разница температуры труб и вмещающих горных пород должна быть минимальной.

3. Обязательным является учёт сезонности обсадки скважин для принятия мероприятий по минимизации температурных нагрузок на обсадные трубы.

4. Для оборудования скважин могут применяться только обсадные трубы с физико-механическими свойствами, обеспечивающими компенсацию температурных нагрузок (по мнению автора, в настоящее время такими трубами являются трубы серии НПВХ О).

5. Эксплуатация скважин, оборудованных полимерными трубами, должна исключать использование эксплуатационной колонны в качестве водоподъёмной при освоении скважин после сооружения (эрлифтную прокачку при остановках в работе скважин для проведения РВР). Возможно и необходимо применять при освоении и РВР в скважинах методы, исключающие ударные нагрузки на колонну: эрлифтные системы со спуском внутрь колонны 2 шлангов – воздушного и водоподъёмного, так называемую систему УОС/УПОС и др.

6. С учётом возникновения в полимерных обсадных трубах знакопеременных температурных нагрузок при сооружении и эксплуа-

тации скважин необходимо в их конструкцию включать элементы, компенсирующие данные нагрузки, в частности:

- использовать центраторы эксплуатационных колонн, демпферы на колоннах с резьбовым раструбным соединением труб;

- применять безраструбные резьбовые или клеевые соединения;

- использовать для гидроизоляции заколонного пространства материалы, не имеющие адгезии к материалу труб;

- формировать вязкоупругие пробки для фиксирования эксплуатационной колонны на устье;

- наносить на поверхность труб в интервале криолитозоны антивибрационные смазки;

- заполнять заколонное пространство в интервале криолитозоны вязкоупругими материалами на основе поливинилового спирта (ПВС), смолами, образующими вязкоупругие пены при контакте с водными растворами, или пенами на основе арктических пенообразователей.

7. Перед спуском или в процессе спуска ЭК необходимо температуру обсадных труб максимально приближать к температуре пород криолитозоны Ткз нагревом или охлаждением труб в зависимости от сезона года и температуры воздуха на поверхности.

8. Из практики эксплуатации технологических скважин для оттайки замёрзшего в них льда полностью должны быть исключены высокотемпературные способы оттайки (пар, горячая вода и пр.).

Список литературы

1. Арсентьев Ю. А., Иванов А. Г., Орехов Д. Д., Гаврилов Р. И. О некоторых особенностях расчёта конструкции технологических скважин для добычи урана, сооружённых в многолетнемёрзлых породах // Развитие урановой и редкометалльной промышленности: сб. ст. XI Междунар. науч.-практ. конф. Алматы, Республика Казахстан, 2024. С. 105–110.

2. 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. № 21. С. 27–32.

3. Геотехнология урана (российский опыт): монография / под ред. И. Н. Солодова, Е. Н. Камнева. М.: КДУ: Университетская книга, 2017. 576 с.

4. Гладышев А. В., Михайлов А. Н., 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. С. 13–17.

5. Добыча урана подземным выщелачиванием в криолитозоне: монография / под ред. И. Н. Солодова. М.: ZetaPrint, 2022. 183 с.

6. 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.

7. Иванов А. Г., Арсентьев Ю. А. Основные технические требования к технологии сооружения скважин подземного выщелачивания урана для обеспечения их безаварийной эксплуатации // Развитие урановой и редкометалльной промышленности: сб. ст. XI Междунар. науч.-практ. конф. Алматы, Республика Казахстан, 2024. С. 102–104.

8. 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.

9. 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. ст. IX Междунар. науч.-практ. конф. Алматы, Республика Казахстан, 2019. С. 216–223.

10. Иванов А. Г., Иванов Д. А., Арсентьев Ю. А., Назаров А. П., Калинин 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.

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

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

13. 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.

14. Cuney M., Mercadier J., Bonnetti Ch. Classification of sandstone-related uranium deposits // Journal of Earth Science. 2022. No. 33. P. 236–256.

15. Tavakoli H. Z., Charkhi A., Cohbadzadth H. A review of uranium heap leaching in Iran // Materials and Nuclear Fuel Research Institute, Nuclear Science and Technology Research Institute. Tehran, Iran, 2019.

References

1. Arsentiev Yu. A., Ivanov A. G., Orekhov D. D., Gavrillov R. I. On some features of calculating the design of technological wells for uranium extraction built in permafrost rocks. Development of uranium and rare metal industry: collection of articles XI International scientific and practical conference. Almaty, Republic of Kazakhstan, 2024. P. 105–110. (In Rus.)

2. 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, no. 21, pp. 27–32, 2019. (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. Gladyshev A. V., Mikhailov A. N., 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, pp. 13–17, 2022. (In Rus.)

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

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

7. Ivanov A. G., Arsentiev Yu. A. Basic technical requirements for the technology of constructing wells for underground uranium leaching to ensure their trouble-free operation. Development of uranium and rare metal industry: collection of articles XI International scientific and practical conference. Almaty, Republic of Kazakhstan, 2024. P. 102–104. (In Rus.)

8. Ivanov A. G., Arsentiev Yu. A., Gladyshev A. V., Mikhailov A. N., Gurulev E. A., Ivanov D. A. On the issue of improving the quality of borehole underground uranium leaching in the cryolithozone. Transbaikal State University Journal, vol. 30, no. 2, pp. 47–61, 2024. (In Rus.)

9. 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 articles IX International scientific and practical conference. Almaty, Republic of Kazakhstan, 2019. P. 216–223. (In Rus.)

10. 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. Series “Geology and exploration”, no. 4, pp. 50–57, 2019. (In Rus.)

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

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

13. Sidorova G. P., Manikovsky 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. (In Rus.)

14. Cuneu M., Mercadier J., Bonnetti Ch. Classification of sandstone-related uranium deposits. *Journal of Earth Science*, no. 33, pp. 236–256, 2022. (In Eng.)

15. Tavakoli H. Z., Charkhi A., Cohbadzadth H. A review of uranium heap leaching in Iran. *Materials and Nuclear Fuel Research Institute, Nuclear Science and Technology Research Institute*. Tehran, Iran, 2019. (In Eng.)

Информация об авторах

Иванов Александр Георгиевич, канд. техн. наук, член-корреспондент РАН, главный специалист, Ведущий проектно-изыскательский и научно-исследовательский 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.

Вильмис Александр Леонидович, д-р техн. наук, заведующий кафедрой геотехнологических способов и физических процессов горного производства, Российский государственный геологоразведочный университет, г. Москва, Россия; vilmisal@mrgi.ru. Область научных интересов: геотехнологические способы добычи полезных ископаемых, физические процессы горного производства.

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

Боровков Юрий Александрович, д-р техн. наук, профессор кафедры геотехнологических способов и физических процессов горного производства, Российский государственный геологоразведочный университет, г. Москва, Россия; borovkovyu@mrgi.ru. Область научных интересов: геотехнологические способы добычи полезных ископаемых, физические процессы горного производства.

Information about the authors

Ivanov Alexander G., candidate of technical sciences, Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Chief Specialist, 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.

Wilmis Alexander L., Doctor of Technical Sciences, Head of the Department of Geotechnological Methods and Physical Processes of Mining, Russian State Geological Prospecting University, Moscow, Russia; vilmisal@mrgi.ru. Research interests: geotechnological methods of mining, physical processes of mining.

Arsentyev Yuri A., Ph.D., Associate Professor, Russian State Geological Prospecting University, Moscow, Russia. Research interests: technique and technology of well construction, materials science.

Borovkov Yuri A., Doctor of Technical Sciences, Professor, Department of Geotechnological Methods and Physical Processes of Mining, Russian State Geological Prospecting University, Moscow, Russia; borovkovyu@mrgi.ru. Research interests: geotechnological methods of mining, physical processes of mining.

Вклад авторов в статью

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

Вильмис А. Л. – обработка полученных материалов, редактирование текста.

Арсентьев Ю. А. – обработка полученных материалов, подготовка графических материалов.

Боровков Ю. А. – обработка полученных материалов, редактирование текста, перевод на английский язык.

The authors contribution to the article

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

Wilmis A. L. – processing of the received materials, editing of the text.

Arsentyev Yu. A. – processing of the received materials, preparation of graphic materials.

Borovkov Yu. A. – processing of the received materials, editing the text, translation into English.

Для цитирования

Иванов А. Г., Вильмис А. Л., Арсентьев Ю. А., Боровков Ю. А. О некоторых особенностях сооружения и эксплуатации технологических скважин в криолитозоне // Вестник Забайкальского государственного университета. 2024. Т. 24, № 30. С. 70–78. DOI: 10.21209/2227-9245-2024-30-3-70-78.

For citation

Ivanov A. G., Wilmis A. L., Arsenyev Yu. A., Borovkov Yu. A. On Some Features of Construction and Operation of Technological Wells in the Cryolithic Zone // *Transbaikal State University Journal*. 2024. Vol. 24, no. 30. P. 70–78. DOI: 10.21209/2227-9245-2024-30-3-70-78.