

ISSN 1995-2732 (Print), 2412-9003 (Online)  
УДК 622.277  
DOI: 10.18503/1995-2732-2024-22-2-71-78



## СПОСОБЫ ОПРЕССОВКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН СКВАЖИННОГО ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ УРАНА

Иванов А.Г.

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

**Аннотация. Постановка задачи (актуальность работы).** Экологическая безопасность добычи урана методом скважинного подземного выщелачивания определяется герметичностью эксплуатационных колонн технологических скважин как при сооружении, так и в процессе эксплуатации. Применяемые методы геофизических исследований (токовый каротаж, расходомерия, индукционный каротаж) не позволяют определить истинную величину утечек рабочих растворов в заколонное пространство, поскольку выполняются в режимах, не всегда соответствующих рабочим режимам скважин при их эксплуатации. **Цель работы.** Рассмотрение вопросов количественного определения утечек через нарушения герметичности эксплуатационных колонн (преимущественно из полимерных материалов: труб из полиэтилена низкого давления или непластифицированного поливинилхлорида) с применением различных видов опрессовочных агентов: сжатого воздуха, жидкости, систем жидкость – сжатый воздух. В настоящей статье применен метод анализа гидравлических нагрузок, действующих на эксплуатационную колонну при выполнении различных вариантов опрессовок с использованием различных видов агентов. В настоящей работе автором впервые выполнен анализ различных вариантов опрессовок эксплуатационных колонн технологических скважин скважинного подземного выщелачивания применительно к добыче урана. **Результат.** В результате выполненной работы обоснованы варианты опрессовок для скважин, работающих в режиме нагнетания рабочих растворов под избыточным давлением. **Практическая значимость.** Выполненный анализ позволяет определить рациональный вариант опрессовки с параметрами давления опрессовочного агента, соответствующими рабочему режиму эксплуатации технологических скважин. По результатам выполненного анализа автором сделаны практические выводы по применению различных методов определения герметичности эксплуатационных колонн.

**Ключевые слова:** уран, добыча, технологические скважины, эксплуатационная колонна, опрессовка, опрессовочные агенты, технические средства, разжимной пакер

© Иванов А.Г., 2024

### Для цитирования

Иванов А.Г. Способы опрессовки эксплуатационных колонн технологических скважин скважинного подземного выщелачивания урана // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. 2024. Т. 22. №2. С. 71-78. <https://doi.org/10.18503/1995-2732-2024-22-2-71-78>



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

## PRESSURE TESTING METHODS FOR PRODUCTION STRINGS OF PROCESS WELLS OF URANIUM IN-SITU LEACHING

Ivanov A.G.

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

**Abstract. Problem Statement (Relevance).** Environmental safety of uranium mining by in-situ leaching is determined by tightness of production strings of process wells both during construction and operation. The applied methods of geophysical surveys (current logging, flow measurement, induction logging) do not determine the true value of leaks of working fluids into annular space, since they are performed in modes that do not always correspond to the operating modes of wells during their operation. **Objective.** The research is aimed at considering the issues of quantitative determination of leaks due to break of tightness of production strings (mainly made of polymeric materials: pipes made of low-pressure polyethylene, HDPE, or unplasticized polyvinyl chloride, PVC), using various types of pressure testing agents: compressed air, liquid, liquid – compressed air systems. This article describes an applied method of analyzing hydraulic loads, acting on the production string, when performing various types of pressure tests with various types of agents. The author is the first to analyze in this paper various options for pressure testing of production strings of in-situ leaching process wells in relation to uranium mining. **Result.** The conducted studies result in providing a rationale for the options for pressure testing of wells, operating in the mode of injection of working fluids under excessive pressure. **Practical Relevance.** The performed analysis determines a rational option of pressure testing with the pressure parameters of the pressure testing agent, corresponding to the operating mode of operation of process wells. Based on the results of the analysis performed, the author made practical conclusions on the use of various methods for determining tightness of production strings.

**Keywords:** uranium, mining, process wells, production string, pressure testing, pressure testing agents, technical means, expansion packer

### For citation

Ivanov A.G. Pressure Testing Methods for Production Strings of Process Wells of Uranium In-Situ Leaching. *Vestnik Magnitogorskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta im. G.I. Nosova* [Vestnik of Nosov Magnitogorsk State Technical University]. 2024, vol. 22, no. 2, pp. 71-78. <https://doi.org/10.18503/1995-2732-2024-22-2-71-78>

### Введение

Среди вопросов, решаемых предприятиями, ведущими добычу металлов методом скважинного подземного выщелачивания (СПВ), важнейшим является предотвращение загрязнения недр вследствие утечек рабочих растворов в заколонное пространство через нарушения целостности эксплуатационных колонн (ЭК) технологических скважин. Своевременная оценка состояния колонн нагнетательных скважин, работающих под избыточным давлением рабочих растворов, подаваемых как в режиме свободного налива, так и под давлением, позволяет выбрать необходимую (в зависимости от величины утечки) технологию ремонтно-восстановительных работ (РВР) или сделать вывод о прекращении эксплуатации скважин и их ликвидации [1-4].

Скважинное подземное выщелачивание является самым известным и безопасным методом добычи урана. Его доля достигает 60% в общероссийской добыче этого металла. Отдельные проблемы соору-

жений и эксплуатации технологических скважин и их безопасной работы опубликованы в различных работах [5-7]. В настоящей работе автором впервые рассмотрены вопросы опрессовки эксплуатационных колонн добычных скважин для определения количественных параметров возможных утечек рабочих растворов через негерметичные участки колонн.

В работе впервые рассмотрены варианты опрессовок ЭК технологических скважин как альтернатива геофизическим методам определения целостности колонн, прежде всего нагнетательных скважин, работающих в режиме подачи выщелачивающих растворов под избыточным давлением на устье.

### Материалы и методы исследования

При проведении теоретических работ применялся гидравлический анализ способов определения герметичности ЭК, оценка применимости различных опрессовочных агентов, разработка вариантов их использования.

Автору неизвестны публикации по рассматриваемому вопросу, поскольку разработка и внедрение метода опрессовки ЭК впервые были выполнены под его руководством на одном из месторождений Республики Казахстан и ранее результаты работ не публиковались. В России такие работы до настоящего времени не проводились.

До настоящего времени наиболее распространенными на предприятиях СПВ методами оценки целостности полимерных ЭК являются геофизические исследования (ГИС). Методы электрического каротажа фиксируют утечки тока через нарушение герметичности ЭК, но не дают представления о численной величине утечки. Метод расходомерии позволяет фиксировать состояние ЭК в режиме свободного налива, который не всегда совпадает с рабочим режимом работы скважин, например при подаче выщелачивающих растворов (ВР) в ЭК нагнетательных скважин под давлением. При этом давление подачи ВР может превышать давление столба жидкости в скважине до 1,0-1,5 МПа.

В связи с этим возникает вопрос определения герметичности ЭК и количественной оценки утечки жидкости в заколонное пространство прямыми методами. Одним из таких методов может быть опрессовка колонн. Возможны следующие основные ее варианты в зависимости от применяемого агента: газом, жидкостью, системой жидкость-газ. Оценим возможность и области применения каждого из перечисленных агентов с точки зрения соответствия условий реальным нагрузкам на эксплуатационную колонну в процессе работы скважины, определения измеряемых параметров и получаемых результатов.

При выполнении анализа принимается технологическая скважина, обладающая наиболее общими характеристиками:

- нагнетательная;
- работающая в режиме принудительной подачи растворов при избыточном давлении на устье  $P_p$  (МПа);
- нарушение целостности ЭК расположено в области вышележащего контактного водоносного горизонта со статическим уровнем ниже поверхности и имеющего гидравлическую связь с внутриколонным пространством.

Под контактным водоносным горизонтом будем понимать горизонт, имеющий гидравлическую связь с внутриколонным пространством через нарушение целостности колонны.

Принято, что давление опрессовки равно рабочему давлению жидкости на глубине установки пакера. Сравнение эпюр внутриколонного давления скважины в рабочем режиме и при опрессовке газом (рис. 1) показывает, что этот вариант не соответствует реальным нагрузкам на колонну в рабочем режиме скважины.

Это связано с тем, что давление газа при опрессовке одинаково для всего интервала колонны, заполненного газом, включая участок нарушения целостности. В реальных же условиях соблюдается следующее соотношение:

$$P_H = 0,01\rho_{ж} \cdot H + P_p, \quad (1)$$

где  $P_H$  – внутриколонное давление жидкости на глубине  $H$ , МПа;  $H$  – глубина определения давления от устья, м;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости в эксплуатационной колонне, г/см<sup>3</sup>.

Таким образом, газ не может быть использован для получения информации о герметичности ЭК в рабочем режиме скважины и для количественного определения величины утечек жидкости через нарушение целостности колонн.

При создании на устье скважины избыточного давления  $P_p$  по схеме, приведённой на рис. 2, можно вызвать внутриколонные нагрузки, соответствующие нагружению колонны в рабочем режиме. В случае если герметичность колонны оценивается подачей фиксированного объема жидкости и созданием на устье избыточного давления  $P_p$  с последующим измерением его падения, не представляется возможности количественно оценить утечки жидкости через нарушение целостности колонны. Это объясняется тем, что величина утечки при таком способе проведения работ будет зависеть от переменного значения давления, снижающегося от  $P_p$  до 0. Кроме того, после падения давления на устье скважины до 0 понижения уровня жидкости вследствие неразрывности потока происходить не будет, то есть колонна останется заполненной жидкостью. Вследствие этого выбор в качестве измеряемого параметра положения уровня жидкости в колонне неправилен.

Таким образом, опрессовка жидкостью позволяет сделать вывод о состоянии герметичности эксплуатационных колонн по падению давления на устье скважины и не позволяет количественно определить утечку для рабочего режима скважины, когда  $P_p = \text{const}$  и  $\Delta Q = \text{const}$ .

Рассмотрим возможность выполнения опрессовки с использованием системы жидкость-газ. Эта система предполагает заполнение нижней части ЭК жидкостью, а верхней – газом под давлением  $P_p$ . При проведении работ с использованием систем жидкость-газ возможны следующие варианты:

- создание избыточного рабочего давления газа на устье без предварительного долива жидкости в колонну выше статического уровня контактного водоносного горизонта (рис. 3);
- создание избыточного рабочего давления газа с доливом жидкости до устья эксплуатационной колонны (рис. 4).

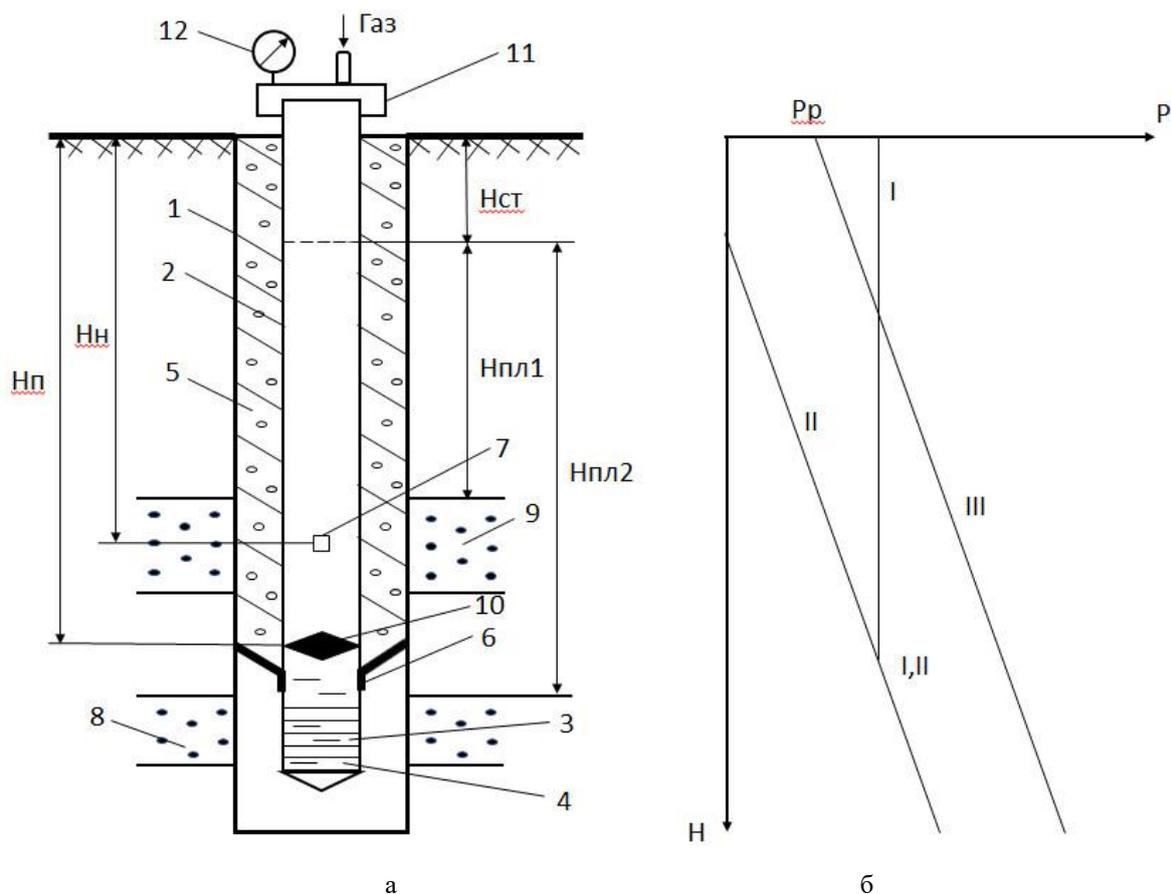


Рис. 1. Опрессовка эксплуатационных колонн газом: а – расчетная схема: 1 – скважина; 2 – ЭЖ; 3 – фильтр; 4 – отстойник; 5 – материал гидроизоляции; 6 – разобщающая манжета; 7 – место нарушения целостности ЭЖ; 8 – продуктивный горизонт; 9 – контактный водоносный горизонт; 10 – внутриколонный разобщающий пакер; 11 – опрессовочная головка; 12 – манометр;  $H_{ст}$  – глубина статического уровня жидкости продуктивного и контактного водоносного горизонта от поверхности, м;  $H_{пл1}$  – напор жидкости продуктивного и контактного водоносного горизонта над кровлей, м;  $H_{пл2}$  – глубина установки внутриколонного разобщающего пакера от поверхности, м;  $H_n$  – глубина нарушения целостности эксплуатационной колонны от поверхности, м; б – диаграммы внутриколонных давлений: I – при опрессовке, II – гидростатическое давление; III – в эксплуатационном режиме

Fig. 1. Pressure testing of production strings with gas: a is a design scheme: 1 is a borehole; 2 is a production string; 3 is a filter; 4 is a sedimentation tank; 5 is a waterproofing material; 6 is a separating gasket; 7 is a break of tightness of the production string; 8 is a productive horizon; 9 is a contact aquifer; 10 is a string isolation packer; 11 is a test head; 12 is a pressure gauge;  $H_{ст}$  is depth of a static fluid level of a productive and contact water-bearing horizon from the surface, m;  $H_{пл1}$  is liquid head of a productive and contact water-bearing horizon above the roof, m;  $H_{пл2}$  is depth of installing a hook wall isolation packer from the surface, m;  $H_n$  is depth of breaking of integrity of a production string from the surface, m; б is string pressure diagrams: I is during pressure testing, II is hydrostatic pressure; III is in an operation mode

При проведении работ по первому варианту при наличии гидравлической связи между внутриколонным пространством и контактным водоносным горизонтом создание избыточного давления газа на устье сопровождается понижением уровня жидкости в колонне, когда на границе раздела фаз давление  $P_p$  со стороны газа будет уравниваться давлением жидкости  $P_{пл}$  контактного водоносного горизонта, то есть  $P_p = P_{пл}$ . Анализ этого варианта показывает, что после стабилизации положения уровня жидкости в эксплуатационной ко-

лонне из-за отсутствия перетоков жидкости через нарушения целостности давление газа не будет снижаться. Поэтому определить герметичность колонны по падению давления газа после его стабилизации при постоянном напоре жидкости контактного водоносного горизонта невозможно. В этом случае заполненный газом верхний участок эксплуатационной колонны представляет собой воздушный демпфер с постоянным давлением газа (без учета изменений вследствие его растворимости в жидкости и температурных колебаний).

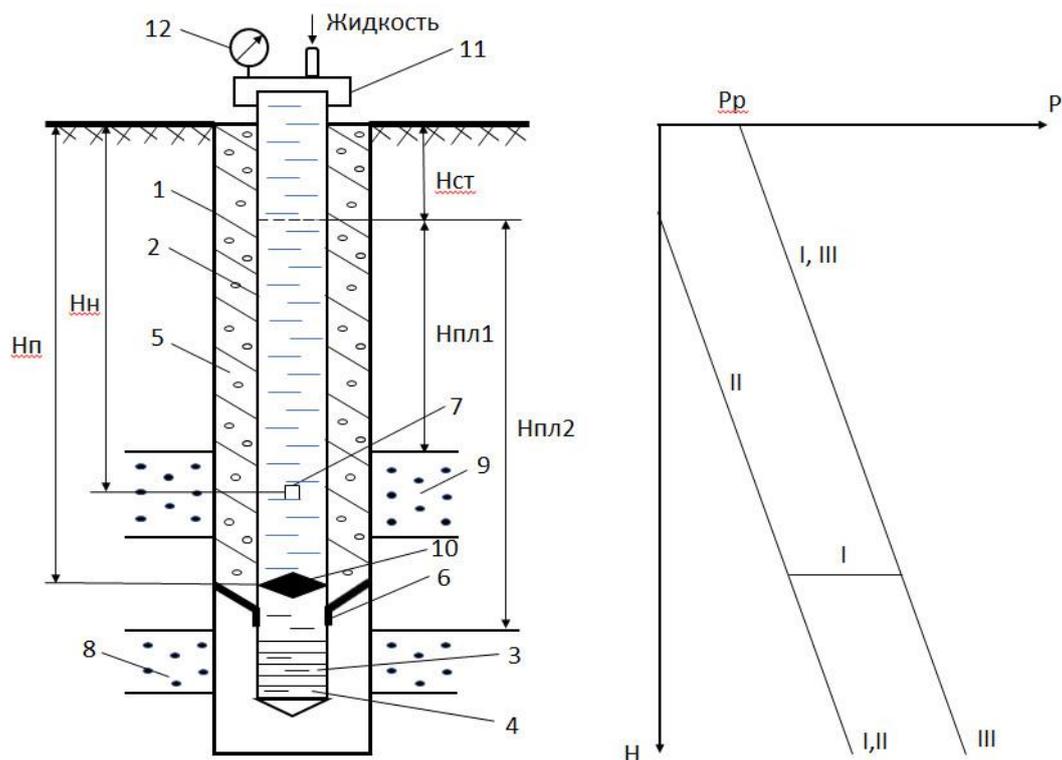


Рис. 2. Опрессовка эксплуатационных колонн жидкостью (обозначения те же, что на рис. 1)  
 Fig. 2. Pressure testing of production strings with liquid (the legend is the same as in Fig. 1)

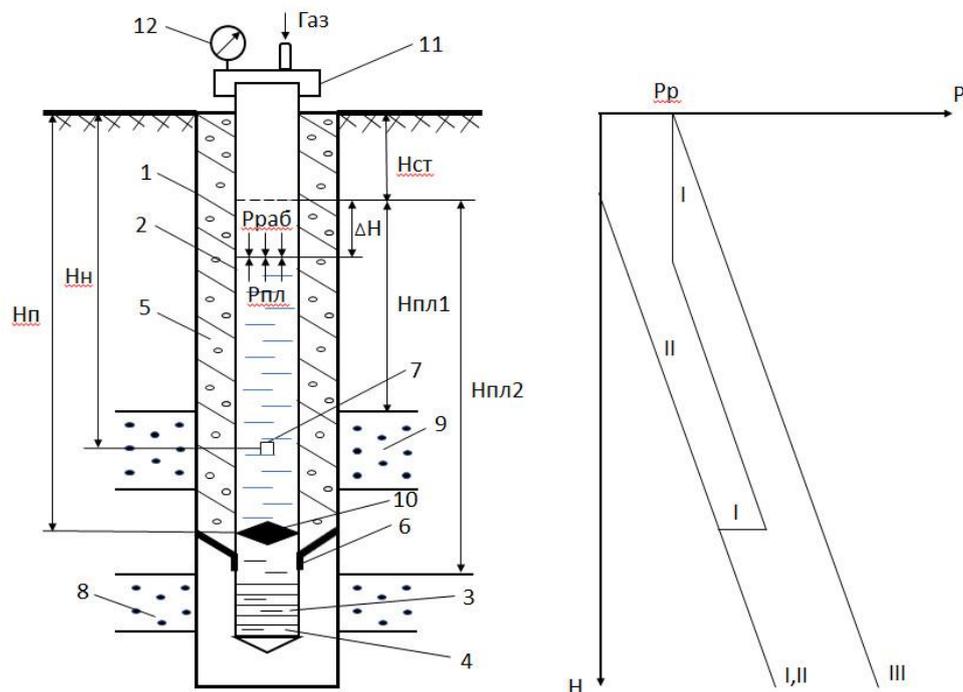


Рис. 3. Опрессовка системой жидкость-газ без заполнения эксплуатационных колонн жидкостью до устья (обозначения те же, что на рис. 1;  $P_{пл}$  – пластовое давление жидкости контактного водоносного горизонта на границе раздела фаз газ-жидкость, МПа)  
 Fig. 3. Pressure testing with the liquid-gas system without filling the production strings with liquid to the mouth (the legend is the same as in Fig. 1;  $P_{пл}$  – reservoir pressure of a contact water-bearing horizon on the gas-liquid phase boundary, MPa)

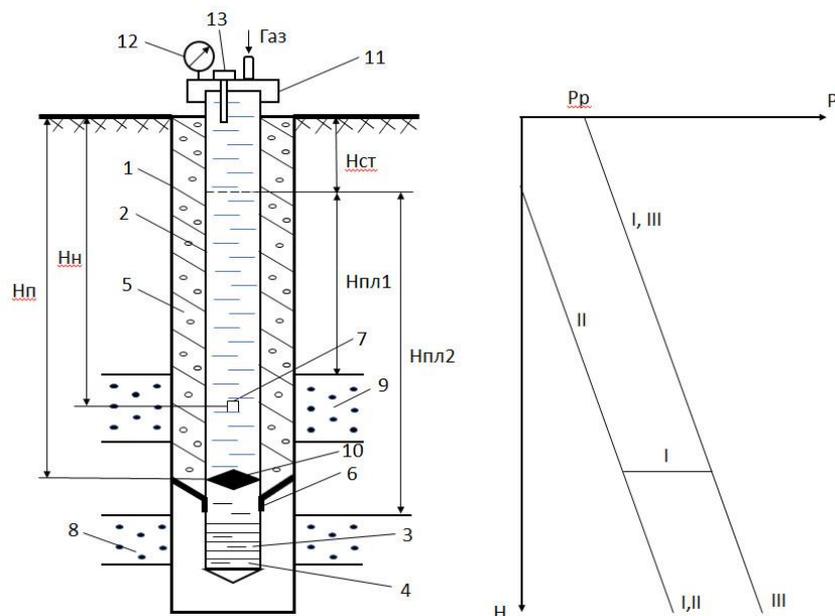


Рис. 4. Опрессовка эксплуатационных колонн системой жидкость-газ с заполнением колонны жидкостью до устья (обозначения те же, что и на рис. 1; 13 – пробка с мерной рейкой)

Fig. 4. Pressure testing of the production strings with the liquid-gas system with filling the strings with liquid to the mouth (the legend is the same as in Fig. 1; 13 is a plug with a gaging rod)

Проведение опрессовки для рассмотренного варианта не соответствует реальным условиям работы скважины. Применять его можно только для грубой оценки состояния герметичности колонны при соблюдении следующих условий:

- колонна считается герметичной, если при начальном создании избыточного давления газа не наблюдается его падение, то есть уровень жидкости в колонне не понижается;

- герметичность колонны можно определять по замерам положения уровня жидкости в скважине до начала опрессовки и через промежуток времени  $\Delta t$  после создания избыточного давления газа, причем замер уровня жидкости должен проводиться без снижения давления газа.

При варианте, приведенном на рис. 3, избыточное внутриколонное давление жидкости, создаваемое постоянным поддержанием давления газа  $P_p$ , соответствует внутриколонным нагрузкам рабочего режима скважины до места установки разобщающего внутриколонного опакера.

Сопоставление с ранее приведенными схемами показывает, что такой вариант опрессовки может быть использован для количественного определения утечек жидкости через нарушения целостности ЭК. Когда колонна заполнится жидкостью, на устье скважины создается постоянное избыточное давление газа  $P_p$ . После выдерживания скважины в таком режиме в течение определенного времени  $\Delta t$  давление газа резко снижается до нуля и производится повторный замер уровня жидкости в эксплуатационной колонне, например с использованием пробки с мерной

рейкой, установленной на опрессовочной головке. Продолжительность опрессовки  $\Delta t$  при этом может быть минимальной (в пределах нескольких минут) и определяется интенсивностью утечки  $\Delta Q$  – чем меньше  $\Delta Q$ , тем больше  $\Delta t$ .

Зная объем полости эксплуатационной колонны  $\Delta V$ , м<sup>3</sup>, между замеряемыми начальным и конечным уровнями жидкости при опрессовке постоянным избыточным давлением газа  $P_p$  в течение времени  $\Delta t$ , с, величину утечки жидкости через нарушение целостности колонны в рабочем режиме скважины  $\Delta Q$ , л/с, можно определить из соотношения

$$\Delta Q = \frac{\Delta V}{\Delta t}. \quad (2)$$

Отсутствие падения уровня жидкости в колонне при проведении опрессовки по этому варианту будет свидетельствовать о герметичности колонны в рабочем режиме работы скважины.

Выбор в качестве измеряемого параметра падения давления газа на устье при подаче фиксированного объема газа в процессе проведения опрессовки по рассматриваемому варианту позволяет судить только о герметичности ЭК. Отсутствие падения давления будет свидетельствовать о ее герметичности, а наличие падения давления – о нарушении колонны. Однако указанный параметр не позволяет определить количественно величину утечки жидкости через нарушение колонны в рабочем режиме.

Опрессовка может быть выполнена с использованием разжимного пакера, принципиальная схема которого приведена на рис. 5.

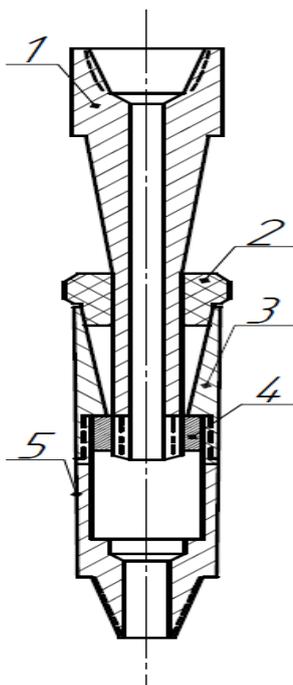


Рис. 5. Разжимной пакер: 1 – подвижный шток; 2 – упругий уплотнительный элемент; 3 – переходная муфта; 4 – упорная гайка; 5 – переходник

Fig. 5. Expansion packer: 1 is a movable rod; 2 is an elastic sealing element; 3 is an adapter coupling; 4 is a thrust nut; 5 is an adapter

Пакер спускается в составе колонны бурильных труб внутрь ЭК. При постановке бурильной колонны в отстойник фильтра под действием веса труб, находящихся выше пакера, происходит разжимание упругого уплотнительного элемента 2. Этим достигается надежная изоляция надпакерного пространства от скважинного фильтра. После этого внутрь бурильных труб сбрасывается шарик (на схеме не показан) для перекрытия канала в подвижном штоке 1. Устье скважины может быть загерметизировано любым известным способом, в том числе и с помощью разжимного пакера.

#### Полученные результаты и их обсуждение

1. Применение газов для опрессовки ЭК во всем интервале от устья скважины до глубины установки внутриколонного пакера не позволяет создать внутриколонные нагрузки, соответствующие рабочему режиму скважины, и определить величину утечек через нарушение целостности колонны.

2. Использование жидкости для опрессовки во всем интервале от устья до глубины установки внутриколонного пакера позволяет определить герметичность колонны при выборе в качестве измеряемого параметра падения давления жидкости на устье скважины и дает возможность определить величину утечки жидкости через нарушение целостности колонны в рабочем режиме скважины.

3. Применение системы жидкость-газ без долива жидкости внутрь колонны выше статического уровня контактного водоносного горизонта не позволяет судить о герметичности колонны после стабилизации давления фиксированного объема газа в колонне. Этот вариант системы не позволяет создать внутриколонные нагрузки, соответствующие рабочему режиму скважины, и может быть использован только для грубой оценки состояния колонн по параметру падения давления от начального избыточного давления опрессовки или параметру положения уровня жидкости в колонне в процессе опрессовки.

4. Применение системы жидкость-газ с доливом жидкости до устья скважины дает возможность оценить герметичность ЭК и количественно определить величину утечек жидкости через нарушения целостности в колонне при создании внутриколонных нагрузок, соответствующих рабочему режиму скважины. При этом измеряемым параметром должен быть уровень жидкости в скважине при поддержании в течение всего периода опрессовки величины давления газа на устье скважины, соответствующей избыточному давлению подачи рабочих растворов.

#### Заключение

Таким образом, автором впервые изучены различные методы опрессовок эксплуатационных колонн технологических скважин скважинного подземного выщелачивания урана и разработаны рекомендации по их применению при их сооружении и эксплуатации в различных горногеологических условиях, приводимых в различных источниках [8-10].

#### 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, Вып. 21. С. 27-32.
2. Добыча урана подземным выщелачиванием в криолитозоне / под ред. Солодова И.Н. 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. Особенности применения полимерных обсадных труб при сооружении технологических скважин подземного выщелачивания урана / Иванов А.Г., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Назаров А.П., Калинин В.Н. // Известия высших учебных заведений. Серия «Геология и разведка». 2019. №4. С. 50-57.
5. Специальные работы для восстановления и поддержания рабочего состояния эксплуатационной колонны технологических скважин / Иванов А.Г., Михайлов А.Н., Алексеев Н.А., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Назаров А.П. // Разведка и охрана недр. 2020. №6. С. 52-57.

6. Использование зольных растворов ТЭЦ для предупреждения загрязнения недр технологическими растворами при сооружении, ремонте и ликвидации скважин подземного выщелачивания (СПВ) урана / Иванов А.Г., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Соловьев Н.В., Назаров А.П., Барашков И.А. // Разведка и охрана недр. 2020. №12. С. 34-41.
7. Уран российских недр / Машковцев Г.А., Константинов А.К., Мигута А.К. и др. М.: ВИМС, 2010. 850 с.
8. Бурение и оборудование геотехнологических скважин / Сергиенко И.А., Мосев А.Ф., Бочко Э.А., Пименов М.К. М.: Недра, 1984. 224 с.
9. Святецкий В.С., Полонянкина С.В. Состояние и перспективы развития уранодобывающей отрасли Российской Федерации // Пятый международный симпозиум «Уран: геология, ресурсы, производство», 23-24 ноября 2021. М.: ФБГУ «ВИМС», 2021.
10. Влияние генетических особенностей урановых месторождений Хиагдинского рудного поля на выбор технологии отработки рудных залежей скважинным подземным выщелачиванием / Гладышев А.В., Михайлов А.Н., Солодов И.Н., Суворов А.В. // Горный журнал. 2022. №4. С. 13-17.

#### References

1. Arsentyev Yu.A., Nazarov A.P., Zabaykin 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 zarubezhnyi opyt. Nauchnoe obozrenie* [Current Problems and Prospects of Economic Development: Russian and Foreign Experience. Scientific Review]. 2019;(21):27-32. (In Russ.)
2. Solodov I.N. *Dobycha urana podzemnym vyshchelachivaniem v kriolitozone* [Uranium mining by in-situ leaching in the cryolithic zone]. Moscow: ZetaPrint, 2022, 183 p. (In Russ.)
3. Solodov I.N., Kamnev E.N. *Geotekhnologiya urana (rossiyskiy opyt): monografiya* [Geotechnology of uranium (Russian experience): monograph]. Moscow: KDU, Universitetskaya kniga, 2017, 576 p. (In Russ.)
4. Ivanov A.G., Ivanov D.A., Arsentyev Yu.A., Nazarov A.P., Kalinichev V.N. Features of the application of polymer casing pipes in the construction of process wells of underground leaching of uranium. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Seriya «Geologiya i razvedka»* [News of Higher Educational Institutions. Series: Geology and Exploration]. 2019;(4):50-57. (In Russ.)
5. Ivanov A.G., Mikhailov A.N., Alekseev N.A., Ivanov D.A., Arsentyev Yu.A., Nazarov A.P. Special work for the restoration and maintenance of the operating condition of production strings for process wells. *Razvedka i okhrana neдр* [Subsoil Exploration and Management]. 2020;(6):52-57. (In Russ.)
6. Ivanov A.G., Ivanov D.A., Arsentyev Yu.A., Soloviev N.V., Nazarov A.P., Barashkov I.A. Use of ash solutions of combined heat and power plants for prevention of contamination of the subsoil with technological solutions in the construction, repair and abandonment of wells of uranium underground leaching]. *Razvedka i okhrana neдр* [Subsoil Exploration and Management]. 2020(12):34-41. (In Russ.)
7. Mashkovtsev G.A., Konstantinov A.K., Miguta A.K. et al. *Uran rossiyskikh neдр* [Uranium of Russian subsoil]. Moscow: All-Russian Research Institute of Mineral Raw Resources, 2010, 850 p. (In Russ.)
8. 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.)
9. Svyatetskiy V.S., Polonyankina S.V. State and prospects of the development of the uranium mining industry in the Russian Federation. *Pyatyi mezhdunarodnyi simpozium «Uran: geologiya, resursy, proizvodstvo»* [The 5<sup>th</sup> International Symposium “Uranium: Geology, Resources, and Production”]. Moscow: All-Russian Research Institute of Mineral Raw Resources, 2021. (In Russ.)
10. Gladyshev A.V., Mikhailov A.N., Solodov I.N., Suvorov A.V. Influence of genetic features of uranium deposits of the Khiagda ore field on the choice of technology for the development of ore deposits by borehole underground leaching. *Gornyi zhurnal* [Mining Journal]. 2022;(4):13-17. (In Russ.)

Поступила 02.02.2024; принята к публикации 30.05.2024; опубликована 27.06.2024  
Submitted 02/02/2024; revised 30/05/2024; published 27/06/2024

**Иванов Александр Георгиевич** – кандидат технических наук, член-корреспондент Российской академии естественных наук, главный специалист АО «Ведущий научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт промышленной технологии», Москва, Россия.  
Email: ivanov\_ag@mail.ru.

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