agents added in pulp slurry to accelerate precipitation of solids drastically decreases. Experts of the Leading Research Institute of Chemical Technology propose densifying pulp slurry using cyclones and thickening plates dimensions of which allow installation in the enclosed and heated areas.
In the course of lab-scale research and full-scale tests, it was undertaken to separate initial pulp slurry with a density of 1200 kg/m^3 in a cyclone, the discharge was fed to a thickening plate, added with a flocculant and densified to a density of 1250–1280 kg/m^3. After mixture with cyclone sands, the pulp slurry density became 1510–1530 kg/m^3. Such pulp slurry can be watered down to any density value before leaching.

Keywords: pulp slurry densification, thickening, sedimentation, thickening plate, hydrocyclone, flocculating agents, uranium.

References

1. Angadi S. I., Sreenivas T., Jeon H.-S. et al. A review of cassiterite beneficiation fundamentals and plant practices. *Minerals Engineering.* 2015. Vol. 70. pp. 178–200.
2. Jordens A., Marion C., Langlois R. et al. Beneficiation of the Nechalacho rare earth deposit. Part 1: Gravity and magnetic separation. *Minerals Engineering.* 2016. Vol. 99. pp. 111–122.
3. Shibayama K., Yokogawa T., Sato H. et al. Taganito HPAL Plant Project. *Minerals Engineering.* 2016. Vol. 88. pp. 61–65.
4. Akhmediyanov I. Kh., Grigoriev V. V., Krasavin V. P. Et al. Mining-technical recultivation of Uchaly open pit, using dehydrated concentration tailings. *Gornyi Zhurnal.* 2014. No. 7. pp. 24–29.
5. Tolkachev V. A., Paskhin N. P., Mainikov D. V., et al. Pulp slurry separation in countercurrent leaching of vanadium-bearing ore. *Leading Research Institute of Chemical Technology is 60: Collection of Scientific Papers.* Moscow : Vinpress, 2016. pp. 153–156.
6. Ivanov V. G., Semenov V. P., Simonov Yu. M. Usage of Thin-Layer Thickeners in the Paper-and-Pulp Industry. Moscow : Lesnaya promyshlennost, 1989. 176 p.
7. Reis L. G., Oliveira R. S., Palhares T. N. et al. Using acrylamide/propylene oxide copolymers to dewater and densify mature fine tailings. *Minerals Engineering.* 2016. Vol. 95. pp. 29–39.
8. Botha L., Davey S., Nguyen B. et al. Flocculation of oil sands tailings by hyperbranched functionalized polyethylenes (HBfPE). *Minerals Engineering.* 2017. Vol. 108. pp. 71–82.
9. Tolkachev V. A., Paskhin N. P., Mainikov D. V. Stimulation of pulp slurry separation in beryllium production. *Tsvetnye metally.* 2017. No. 6. pp. 8–11. DOI: 10.17580/tsm.2017.06.01
10. Neizvestnykh N. N. Analysis of pulp slurry thickening in processing of of ore of the Birkachan and Tsokol deposits. *Obogashchenie Rud.* 2014. No. 5. pp. 27–29.
11. Povarov A. I. Hydrocyclones. Moscow : Nedra, 1976. 199 p.
12. Zhang Y., Martin A., Grassia P. Prediction of thickener performance with aggregate densification. *Chemical Engineering Science.* 2013. Vol. 101. pp. 346–358.

УДК 621.643:622.349.5

ВЫБОР МАТЕРИАЛА ОБСАДНЫХ ТРУБ ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ

А. Г. ИВАНОВ,
главный технолог по ремонтно-восстановительным работам
канд. техн. наук,
Ivanov.a.g@hiagda.ru,
АО «Хиагда», Чита, Россия

И. Н. СОЛОДОВ,
директор программ инновационного и технологического развития,
д-р геол.-минерал. наук,
АО «Атомредметзолото»,
Москва, Россия

Проанализированы свойства материалов полимерных труб, применяемых в качестве эксплуатационных колонн скважин подземного выщелачивания. Показаны соотношения нагрузок, возникающих в трубах при эксплуатации. Дано описание технологии оборудования устьев технологических скважин, сооруженных в условиях геокриолитозоны. Приведены данные об аварийности скважин, оборудованных трубами обоих типов, и рекомендованы области применения труб их этих материалов.

Ключевые слова: *технологические скважины, обсадные трубы, полиэтилен низкого давления, непластифицированный поливинилхлорид, нагрузки на обсадные трубы, вязкоупругие пробки на устье.*

DOI: *10.17580/gzh.2018.07.16*

Введение

Добыча урана в условиях геокриолитозоны, особенности сооружения технологических скважин подземного выщелачивания (СПВ), применяемые конструкции скважин и связанные с этими технологические особенности широко отражены в научной литературе [1–12]. Настоящая статья посвящена определению оптимальной конструкции технологических скважин, предполагающему выбор материала обсадных труб и оценку области их применения.

В России и других странах СНГ с 1970-х годов на объектах СПВ в эксплуатационных скважинах в качестве обсадных труб традиционно использовали трубы из полиэтилена низкого давления (ПНД). В последние годы рудники СПВ в Казахстане и Узбекистане начали переходить на трубы из поливинилхлорида (ПВХ). В США и Австралии трубы ПВХ применяли с самого начала использования метода СПВ для освоения гидрогенных месторождений урана. На российских рудниках данный материал был неприменим из-за суровых климатических условий. Температура воздуха зимой опускается до –45 °С. В последние годы качество, морозостойкость и ударопрочность труб из непластифицированного поливинилхлорида (НПВХ) значительно возросли благодаря использованию различных модификаторов.

© Иванов А. Г.. Солодов И. Н., 2018

Обоснование преимущества труб НПВХ по сравнению с трубами ПНД

Технологические скважины подземного выщелачивания с использованием агрессивных агентов (растворов кислот) являются основным техническим средством в технологической цепи подземного выщелачивания урана. Обеспечение надежности их работы и безаварийное состояние в течение всего периода эксплуатации являются приоритетными задачами. В качестве одного из элементов конструкций скважин применяют эксплуатационные колонны. Герметичность этих колонн и сохранение ими геометрических параметров в течение всего срока эксплуатации скважин являются важнейшими показателями надежности выбранной конструкции технологических скважин. В свою очередь, эти показатели во многом определяются материалом, из которого изготовлены обсадные трубы, применяемые для сборки эксплуатационных колонн [13, 14].

В настоящее время самыми распространенными материалами для изготовления обсадных труб, используемых для оборудования технологических скважин, являются непластифицированный поливинилхлорид (НПВХ в ряде случаев с различными добавками модификаторов НПВХ-М) и полиэтилен низкого давления (ПНД, марка ПЭ100). Трубы из этих материалов выпускают в соответствии с ГОСТ Р 18599-2001, ГОСТ Р 51613-2000 или техническими условиями заводов-изготовителей. Не нашедшие применения в практике трубы из стеклопластика и других композитных материалов не рассматриваются из-за сложности технологии их применения, высокой вероятности аварий при работе с ними и более существенной стоимости по сравнению с трубами ПНД и НПВХ. Последние имеют низкую электропроводность, что позволяет выполнять в эксплуатационной колонне все необходимые виды геофизических исследований на стадиях сооружения и эксплуатации скважин. Типоразмерные ряды труб из рассматриваемых материалов дают возможность использовать их в скважинах различных конструкций. В частности, трубы ПНД ПЭ100 SDR6 110х18,3 взаимозаменяемы с трубами НПВХ-М-Р-90×8, трубы ПНД ПЭ100 SDR9 160×17,9 – с трубами НПВХ-М-Р-140×10 и т. д. Для определения оптимальных областей применения обсадных труб необходимо оценить физико-механические параметры материалов, из которых они изготовлены. Эти параметры (см. **таблицу**) приняты, исходя из требований действующих нормативных документов (ГОСТов и ТУ). Для НПВХ приведены параметры материала с модификатором ударной прочности.

При выборе обсадных труб для оборудования технологических скважин следует учитывать особенности их сооружения и эксплуатации. Эти особенности следующие.

Спуск обсадных труб осуществляют, как правило, в скважину, ствол которой заполнен буровым раствором (промывочной жидкостью) плотностью более 1 г/см^3. Поскольку плотность ПНД ниже этой величины, процесс обсадки должен сопровождаться утяжелением эксплуатационной колонны даже при низких статических уровнях жидкости в скважине. Вне зависимости от способа утяжеления колонны эта операция увеличивает продолжительность сооружения скважины и ее стоимость, особенно при использовании стационарных утяжелителей. Следует иметь в виду, что приложение осевой нагрузки к верхнему концу колонны для ее погружения в буровой раствор недопустимо из-за опасности нарушения резьбовых соединений труб и нарушения целостности колонны. Трубы НПВХ, имеющие плотность материала выше плотности промывочной жидкости в скважине, не требуют утяжеления при спуске. Из этого следует, что применение труб НПВХ менее аварийно-опасно по сравнению с трубами ПНД при спуске обсадных колонн в скважину.

Бурение стволов технологических скважин, как правило, выполняют долотами большого диаметра для обеспечения кольцевого зазора между стенками скважины и эксплуатационной колонной. Разница в диаметре долота и эксплуатационной колонны из труб ПНД составляет более 90 мм, что позволяет спускать в заколонное пространство бурильные трубы диаметром 63,5 мм, через которые осуществляют подачу в зону фильтра песчано-гравийной смеси и выше нее – материала гидроизоляции (цементного раствора). При таком кольцевом зазоре в интервале выше верхней границы цементного камня эксплуатационные колонны из ПНД теряют осевую устойчивость, причем длина полуволны тем меньше, чем меньше модуль поперечной упругости материала труб. В этом отношении трубы НПВХ обладают боль-

Физико-механические характеристики материалов ПНД ПЭ100 и НПВХ

Показатель	Материал труб	
	ПНД ПЭ100	НПВХ
Модуль упругости, МПа, не менее	800	2000
Плотность, г/см^3	Не менее 0,945	Не более 1,41
Удлинение при разрыве, %	350	50
Предел текучести при растяжении, МПа, не менее	20	45
Температурный коэффициент линейного расширения, м/(м·град)	0,0002	0,00006
Расчетное допускаемое напряжение для труб, МПа, не менее	50	100
Коэффициент запаса прочности $K_з$, заложенный в изделие	1,25 (ГОСТ Р 18599-2001, п. 3, 6)	2 (ГОСТ Р 51613-2000, п. 3, 6)
Масса 1 м взаимозаменяемых труб, кг; предельное отклонение толщины стенки, мм; овальность после экструзии, мм	ПЭ100 SDR6-110×18,3 – 5,25; +2,8; 2,2	НПВХ-90×8 – 3,051; +0,6; 2,5
	ПЭ100 SDR9-160×17,9 – 7,97; +2,7; 3,2	НПВХ-140×10 – 6,168; +1,3; 1,8

шей осевой устойчивостью по сравнению с трубами ПНД. Определить критическую длину $L_{кр}$ можно, используя формулу Эйлера:

$$L_{кр} = 12{,}6 \cdot 3\sqrt{\frac{EI}{q}}, \text{ см},$$

где E – модуль поперечной упругости материала трубы, МПа; I – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, см^4; q – вес 1 см трубы, Н.

Особенностями эксплуатации технологических скважин (прежде всего, в области распространения многолетнемерзлых пород) являются продолжительность процесса выщелачивания (5 лет и более), изменение температуры рабочих (выщелачивающих) растворов в зависимости от времени года.

Продолжительность процесса эксплуатации скважин влияет на прочность материала полимерных труб, которая снижается по сравнению с первоначальной. Например, при $T = +20$ °С в течение 5 лет длительная прочность ПНД ПЭ100 снижается с 14 до 10,5 МПа, а у НПВХ-U 250 – с 48 до 24 МПа. Таким образом, через 5 лет эксплуатации длительная прочность НПВХ превышает начальную прочность ПНД практически в 2 раза, что определяет преимущество применения труб НПВХ при длительных режимах эксплуатации скважин.

Колебание температуры рабочих растворов, транспортируемых по эксплуатационным колоннам закачных скважин, приводит к изменению длины колонн, причем это изменение тем значительнее, чем больше температурный коэффициент линейного расширения материала труб. Для НПВХ этот коэффициент в 3,3 раза меньше, чем у ПНД ПЭ100. Следовательно, изменение длины труб НПВХ при колебаниях температуры рабочих растворов в колонне в 3,3 раза меньше по сравнению с изменением длины труб ПНД. Возникающая при этом осевая нагрузка P_t в полимерных трубах, имеющих защемление верхнего конца в интервале цементирования кондуктора и нижнего конца в основном интервале цементирования скважины выше гравийной обсыпки, может быть определена по следующей формуле: $P_t = \alpha EF\Delta t$, где α – температурный коэффициент линейного расширения материала труб; E – модуль упругости материала труб; F – площадь поперечного сечения трубы; Δt – величина изменения температуры рабочих растворов.

Расчеты показывают, что при изменении температуры соотношение осевых нагрузок, возникающих во взаимозаменяемых в конструкциях скважин трубах, составляет:

$$P_t(\text{ПЭ100 SDR6 } 110\times18{,}3)/P_t(\text{НПВХ } 90\times8) = 8{,}8;$$
$$P_t(\text{ПЭ100 SDR9 } 160\times17{,}9)/P_t(\text{НПВХ } 140\times10) = 26.$$

Таким образом, исходя из величины возникающих при изменении температуры рабочих растворов осевых нагрузок применение труб НПВХ является более предпочтительным.

Обеспечение герметичности соединений труб в течение всего периода эксплуатации – одна из главнейших задач, требующих решения при выборе конструкции технологических скважин в конкретных геологических условиях. В настоящее время основным видом соединений обсадных труб является резьбовое. Наиболее оптимальной, как показывает опыт, является коническая упорная трапецеидальная резьба как для труб ПНД, так и для труб НПВХ. Тип резьбы определяет величину растягивающей осевой нагрузки, которую может выдержать эксплуатационная колонна при спуске ее в скважину. Однако не любая резьба обеспечивает герметичность колонны, особенно в скважинах, работающих в режиме избыточного внутриколонного давления рабочих растворов. Создание избыточного давления в колонне необходимо для закачных скважин с низкой приемистостью. В ряде случаев такое давление создается при низких статических уровнях пластовой жидкости в колонне. При статических уровнях 100 м и более на устье закачных скважин наблюдается избыточное давление 0,3–0,5 МПа. Таким образом, в скважине со статическим уровнем 120 м при создании избыточного давления на устье 0,3 МПа на глубине 120 м имеет место избыточное внутриколонное давление рабочих растворов 1,5 МПа, которое не компенсируется заколонным давлением жидкости или горных пород. Максимальное избыточное внутриколонное давление для резьбовых соединений труб ПНД даже при применении различных герметизирующих смазок составляет, как показывает практика, не более 0,7 МПа.

С учетом значительной разностенности и овальности труб ПНД сложно добиться и идеальной резьбы для этих труб. Поэтому в определенных геологических условиях и при неправильно выбранных параметрах подачи растворов в скважины возникает вероятность утечек этих растворов через негерметичные резьбовые соединения при эксплуатации. Утечки прекращаются при остановке скважин. Негативным является изменение температуры рабочих растворов при одновременном воздействии на колонну избыточного гидравлического давления. При этом возможно разрушение резьбового соединения, как это показано на **рис. 1**.

Частично решением проблемы для труб ПНД может быть применение наружных металлических защитных муфт, устанавливаемых на соединения и перекрывающих муфтовую и ниппельную сопрягаемые участки резьбы. Такое решение позволяет увели-

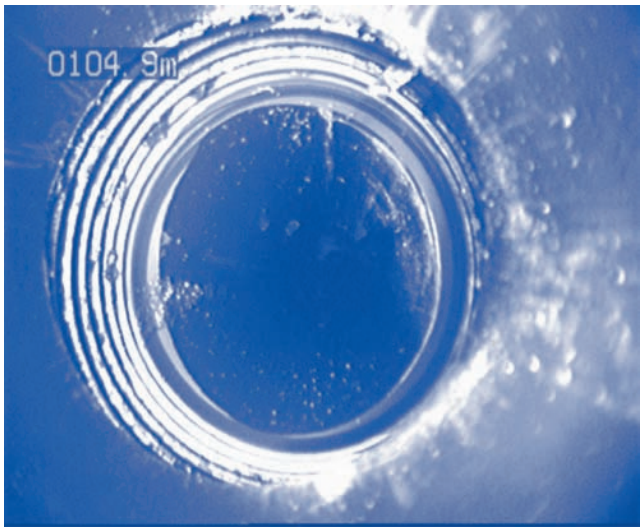

Рис. 1. Разрыв резьбового соединения труб ПНД на глубине 104,9 м. Видеокаротаж

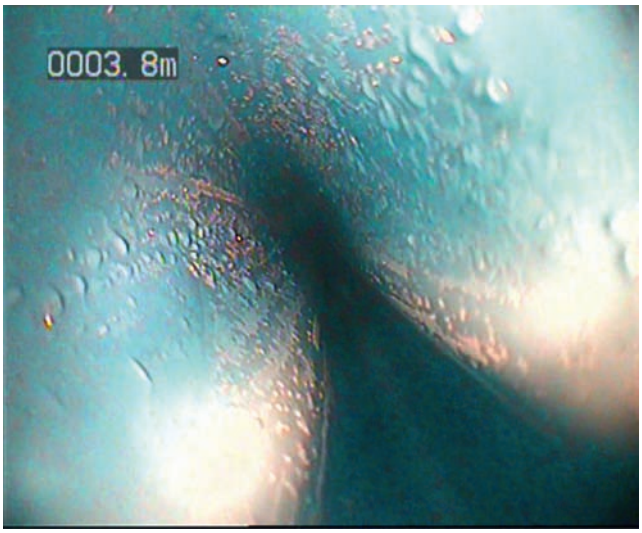

Рис. 2. Смятие трубы НПВХ-М-Р-140×10 на глубине 3,8 м при замерзании воды в заколонном пространстве. Видеокаротаж

Рис. 3. Разрушение трубы ПЭ100 SDR9 160×17,9 на глубине 3 м при замерзании воды в заколонном пространстве

чить осевую жесткость эксплуатационной колонны и зафиксировать резьбу. Недостатки этого решения заключаются в том, что при контакте сернокислых рабочих растворов с материалом муфт происходит их коррозия, и через определенное время (от одного года) они разрушаются и перестают выполнять свою функцию. Недостатком труб ПНД является также то, что материал практически не имеет адгезии ни к какому другому материалу и не может быть склеен никакими доступными для массового применения растворителями (клеями). Исключение могут составлять ледяная уксусная кислота при $T = +30$ °С, ксилол при $T = +75$ °С, хлораты при $T = +70$ °С. Однако в практике сооружения технологических скважин подземного выщелачивания такие растворители неприменимы.

В отличие от ПНД, материал НПВХ можно склеивать различными растворителями. Наиболее известные из них «Тангит PVC-U», «Гриффон», «Габсопласт» и др. При этом образуется равнопрочное с телом трубы соединение с гарантированной на весь период эксплуатации скважин герметичностью. Для ускорения схватывания клея внешние и внутренние поверхности резьбы перед его нанесением прогревают. Как показывает опыт, применение клея «Тангит PVC-U» при температурах, близких к 0 °С, обеспечивает склеивание резьбовых поверхностей в течение не более 20 мин.

Противники применения труб НПВХ для сооружения технологических скважин аргументируют это большей, по сравнению с ПНД, хрупкостью этого материала. Выводы о пластических свойствах труб из НПВХ можно сделать, основываясь на фотографии, полученной при выполнении фотокаротажа и приведенной на **рис. 2**.

При таких значительных деформациях труба не имеет трещин и сколов. Ремонт деформированного участка колонны сводится к его прогреву теплым (горячим) воздухом от компрессора, подаваемым по бурильным трубам, и шаблонированию для восстановления геометрических размеров поврежденного участка колонны НПВХ.

На **рис. 3** показана деформация верхнего участка трубы ПНД, извлеченного из скважины. Такой дефект трубы восстановлению не подлежит. На небольшой (до 10 м) глубине поврежденная обсадная труба может быть извлечена из скважины и заменена новой трубой. На большей глубине замена аварийного участка и ремонт колонны невозможны.

Приведенные примеры свидетельствуют, что пластичность материала труб при выборе между ПНД и НПВХ не является фактором, определяющим выбор типа труб.

Немаловажным фактором при выборе труб для эксплуатационной колонны является их масса. Буровой бригаде, выполняющей спуск колонны в скважину, комфортнее работать с более легкими обсадными трубами. И в этом отношении предпочтение следует отдать трубам НПВХ.

Важнейшим фактором снижения различных нагрузок на эксплуатационные колонны из любого материала является правильный выбор технологии сооружения и конструкции скважин СПВ. Эта задача осложняется при отработке методом СПВ месторождений, расположенных в условиях криолитозоны большой (более 50 м) мощности и при наличии вышележащего над продуктивным пластом водоносного горизонта. В данных горно-геологических условиях при катастрофических поглощениях буровых растворов таким горизонтом исключается заполнение заколонного пространства твердеющими во времени материалами (цементный раствор). Подъем цементного раствора в криолитозону с отрицательными температурами приводит к его замерзанию и смятию труб эксплуатационной колонны. Недопустимо также проникновение поверхностных и талых вод в заколонное пространство до подошвы криолитозоны. Решением в данном случае является устройство на устье скважин СПВ вязкоупругих пробок (ВУП) в заколонном пространстве на глубину, превышающую глубину подошвы деятельного слоя не менее чем на 2 м, или башмака кондуктора, если глубина его установки превышает глубину подошвы деятельного слоя. Материал должен быть стойким к воздействию как воды, так и технологических растворов, экологически безопасным и обеспечивать осевое перемещение эксплуатационной колонны при изменении линейной длины из-за различных температур техноло-

гических растворов по периодам года. Устройство ВУП выполняют следующим образом. В заколонном пространстве оборудуют размещаемое на эксплуатационной колонне и свободно перемещаемое по ней устройство из мягкого эластичного материала. Поверх этого устройства через устье последовательно подают сыпучий материал (сухие опилки, песок и т. д), выполняющий функции пакера, и материал ВУП, которым заколонное пространство заполняют до устья. Подошва ВУП в любом случае должна быть расположена не менее, чем на 2 м ниже подошвы деятельного слоя или подошвы башмака кондуктора в зависимости от того, что имеет бóльшую глубину. В качестве исходного материала для формирования вязкоупругих пробок используют низковязкий гидроактивный полиуретан гидрофильного типа марки «Аквидур- ЭСП» и его модификации. При взаимодействии с водой его объем увеличивается до 1200 %. В зависимости от количества присутствующей воды образуется студнеобразный или эластичный каучукообразный материал с закрытой пористой структурой, обладающий гидрофильными свойствами. Опыт применения этого материала при оборудовании устьев технологических скважин показал его высокую эффективность в сочетании с простой технологией применения. Важным является то, что устройство ВУП на устье скважин возможно как на стадии их сооружения, так и на стадии эксплуатации. Звено из двух человек оборудует ВУП на устье до 50 скважин за одну рабочую смену (12 ч).

Имеющийся на сегодняшний день опыт применения труб НПВХ показал, что соблюдение приведенных рекомендаций позволяет существенно сократить аварийность при сооружении и эксплуатации технологических скважин. Из 51 скважины две скважины не приняты в работу из-за разрушения труб НПВХ (оба нарушения связаны с подъемом цементного раствора выше подошвы криолитозоны). Из 49 скважин, принятых в эксплуатацию, аварийные скважины с нарушением целостности эксплуатационных колонн отсутствуют. Иными словами, показатель аварийности составил менее 4 %. Для скважин, оборудованных трубами ПНД, этот показатель достигает 15 %.

Выводы

Применение труб ПНД не везде и не всегда целесообразно из-за большого числа факторов, которые могут привести к аварийности скважин в процессе их сооружения и эксплуатации. Областью исследования труб ПНД могут быть месторождения с глубиной залегания продуктивных горизонтов до 100 м при отсутствии вышележащих водоносных горизонтов и многолетнемерзлых пород, с мощным верхним водоупором из пластичных и склонных к набуханию глинистых пород. Во всех остальных случаях допустимо применение только труб НПВХ, при необходимости – с модификатором для конкретных условий сооружения и эксплуатации скважин.

Библиографический список

См. англ. блок. ГЖ

«GORNYI ZHURNAL», 2018, № 7, pp. 81–85
DOI: 10.17580/gzh.2018.07.16

Selection of casing material for in-situ leach wells

Information about authors

A. G. Ivanov[1], Deputy Director of Production in Repair and Maintenance, Candidate of Engineering Sciences, Ivanov.a.g@hiagda.ru

I. N. Solodov[2], Director of Innovation and Technological Development Programs, Doctor of Geologo-Mineralogical Sciences

[1] Khiagda, Chita, Russia

[2] "Atomredmetzoloto" JSC, Moscow, Russia

Abstract

Injection wells for in-situ leaching with acid solutions are the main equipment in the process chain of underground uranium leaching. Their reliable and trouble-free operation over the whole period of life is the top-priority objective. One of the structural elements of such wells is production casing. Preservation of sealing and geometry of the casing during the service life of wells is the critical indication of reliability of the selected injection well design. In turn, these characteristics are in many ways governed by the material of casing pipes.

The authors highlight the urgency of accident reduction in construction and operation of injection wells during in-situ leaching. Recently in Russian mines, unplasticized polyvinylchloride casing is widely used in polyethylene tubes. If necessary, PVC pipes can be fitted with modifiers for application under specific geological conditions.

The current experience of operation of PVC casing pipes shows that the adherence to recommendations given in this article allows considerable reduction in accident rate during construction and operation of injection wells. Two out of 51 wells were unaccepted due to PVC casing damage (in both cases, damage was caused by elevation of cement solution above the permafrost floor). Among accepted 49 process wells, no integrity violation was detected in the casing. Put it otherwise, the accident rate index was less than 4%. In wells equipped with low-density polyethylene casing, the accident rate reaches 15%.

Keywords: injection wells, casing pipes, low-density polyethylene, unplasticized polyvinylchloride, loads on casing pipes, viscoelastic mouth plugs.

References

1. Sergienko I. A., Mosev A. F., Bochko E. A., Pimenov M. K. Boring and Equipment of Injection Wells. Moscow : Nedra, 1984. 224 p.
2. State Standard GOST 32415-2013. Thermoplastic Injection Wells and Fittings for Water and Heat Supply Systems. General Technical Regulations. Effected 01.01.2015. Moscow: Standartinform, 2014. 83 p.
3. Technical Regulations TU 5775-003-45318000-2013. Polyurethane Hardenable Resins Akvidur. Ryazan, 2013. 20 p.
4. Skryabin R. M., Timofeev N. G. Development of an innovative shneko-heat-sink boring shell for drilling of shurfo-wells in the conditions of a kriolitozona. *Eurasian Mining.* 2016. No. 1. pp. 33–36. DOI: 10.17580/em.2016.01.05
5. Kibirev V. I., Dedushenko I. A., Avksentiev S. Yu., Aleksandrov V. I. Energy efficiency of polyurethane-fitted pipes. *Obogashchenie Rud.* 2017. No. 2. pp. 54–59. DOI: 10.17580/or.2017.02.10
6. Aleksandrov V. I., Kibirev V. I. Evaluation of polyurethane coating efficiency for hydraulic transport pipelines as against steel pipelines. *Obogashchenie Rud.* 2016. No. 6. pp. 51–56. DOI: 10.17580/or.2016.06.09
7. Popov S. N. Modified Polymers and Composites for North. Novosibirsk : SO RAN, 2017. 217 p.
8. Bhargava S. K., Ram R., Pownceby M., Grocott S., Ring B. et al. A review of acid leaching of uraninite. *Hydrometallurgy.* 2015. Vol. 151. pp. 10–24.
9. Huang A., Su R., Liu Y. Effects of a coupling agent on the mechanical and thermal properties of ultrahigh molecular weight polyethylene/nanosilicon carbide composites. *Journal of Applied Polymer Science.* 2013. Vol. 129, Iss. 3. pp. 1218–1222.
10. Chin A., Ansón-Casaos A., Puértolas J. A. Frictional and mechanical behavior of graphene/UHMWPE composite coatings. *Tribology International.* 2017. Vol. 116. pp. 295–302.
11. Liu Hongtao, Ji Hongmin, Wahg Xuemei. Tribological properties of ultra-high molecular weight polyethylene at ultra-low temperature. *Cryogenics.* 2013. Vol. 58. pp. 1–4.
12. Timofeev N. G., Skryabin R. M., Yakovlev B. V. Enhancing efficiency of rock drilling tool in permafrost. *Journal of Mining Science.* 2017. Vol. 53, No. 6. pp. 1065–1072.
13. Lifanov V. Ya. Innovations and import replacing in the tube industry. Results of XXII International scientific-practical conference "Tube 2016". *Chernye Metally.* 2016. No. 12. pp. 26–30.
14. Pyshmintsev I. Yu., Belomestnov A. K., Kosmatskiy Ya. I., Veselov I. N., Barichko V. V. Exploration of pipe production technology of high-alloying alloy "TMK-C". *Chernye Metally.* 2017. No. 3. pp. 30–35.