УДК 622.775
DOI: 10.21209/2227-9245-2022-28-6-15-25

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ КОМПЛЕКСНОЙ ОБРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ИХ РАБОТОСПОСОБНОСТИ

ANALYSIS OF THE RESULTS OF COMPLEX PROCESSING OF TECHNOLOGICAL WELLS TO RESTORE THEIR SERVICEABILITY

А. Н. Михайлов,
Забайкальский государственный университет, г. Чита
Mihailov.A.N@hiagda.ru

A. Mikhailov,
Transbaikal State University, Chita

В. А. Овсейчук,
Забайкальский государственный университет, г. Чита
MKS3115637@Yandex.ru

V. Ovseychuk,
Transbaikal State University, Chita

Лабораторные испытания по установлению влияния вещественного и гранулометрического состава гидрогенных руд на интенсивность осаждения кольматантов при подземном скважинном выщелачивании позволили установить, что основной причиной потерь производительности технологических скважин при подземном скважинном выщелачивании гидрогенных руд месторождений Хиагдинского рудного поля является кольматация их прифильтровой зоны. Наибольшее влияние при этом оказывает механическая и химическая кольматация, в процессе которых происходит накопление в прифильтровой зоне тонких механических взвесей и осаждение продуктов химических реакций, происходящих при выщелачивании [4; 9–12]. Установлено, что наиболее эффективным способом ликвидации механической кольматации является пневмоимпульсная обработка прифильтровой зоны технологических скважин, а применение обработки технологических скважин соляной кислотой и бишофитом аммония позволяет удалить большую часть химических кольматантов, осажденных на конструктивные элементы армировки скважин [2; 3]. Проведенные исследования дают возможность усовершенствовать регламент ремонтно-восстановительных работ при обработке технологических скважин в процессе проведения эксплуатационных работ на гидрогенных месторождениях Хиагдинского рудного поля. Результаты применения технических решений по восстановлению работоспособности закачных и откачных скважин приведены в данной статье

Ключевые слова: *скважинное подземное выщелачивание, технологическая скважина, продуктивный раствор, закачная скважина, откачная скважина, дебит скважины, коэффициент фильтрации, приемистость скважины, механическая кольматация, химическая кольматация, породообразующие минералы, кольматанты, прифильтровая зона, серная кислота, вневмоимпульс, соляная кислота, бишофит аммония*

Laboratory tests to establish the influence of the material and particle size distribution composition of hydrogenous ores on the intensity of sedimentation of colmatants during in-situ leaching have proved that the main reason for loss of productivity of technological wells during in-situ leaching of hydrogenous ores of the Khiagda ore field deposits is colmatation of their near-filter zone. The greatest influence is exerted by mechanical and chemical colmatation, in the process of which fine mechanical suspensions accumulate in the near-filter zone and products of chemical reactions occurring during leaching [4; 9–12]. It has been determined that the most effective way to eliminate mechanical bridging is pneumatic-pulse processing of the filter zone of technological wells, and the use of processing wells with hydrochloric acid and ammonium bischofite allows to remove most of the chemical bridging agents deposited on the structural elements of the well reinforcement [2; 3]. The conducted research makes it possible to improve the regulation of repair and restoration works when treating technological wells in the process of carrying out production works at the hydrogenous deposits of the Khiagda ore field. The results of applying technical solutions to restore the serviceability of injection and injection wells are given in this article

Key words: *downhole in-situ leaching, process well, productive solution, injection well, pumping well, well flow rate, filtration coefficient, well injectivity, mechanical bridging, chemical bridging, rock-forming minerals, colmatants, near-field zone, sulfuric acid, extravacuum impulse, hydrochloric acid, ammonium bischofite*

© А. Н. Михайлов, В. А. Овсейчук, 2022

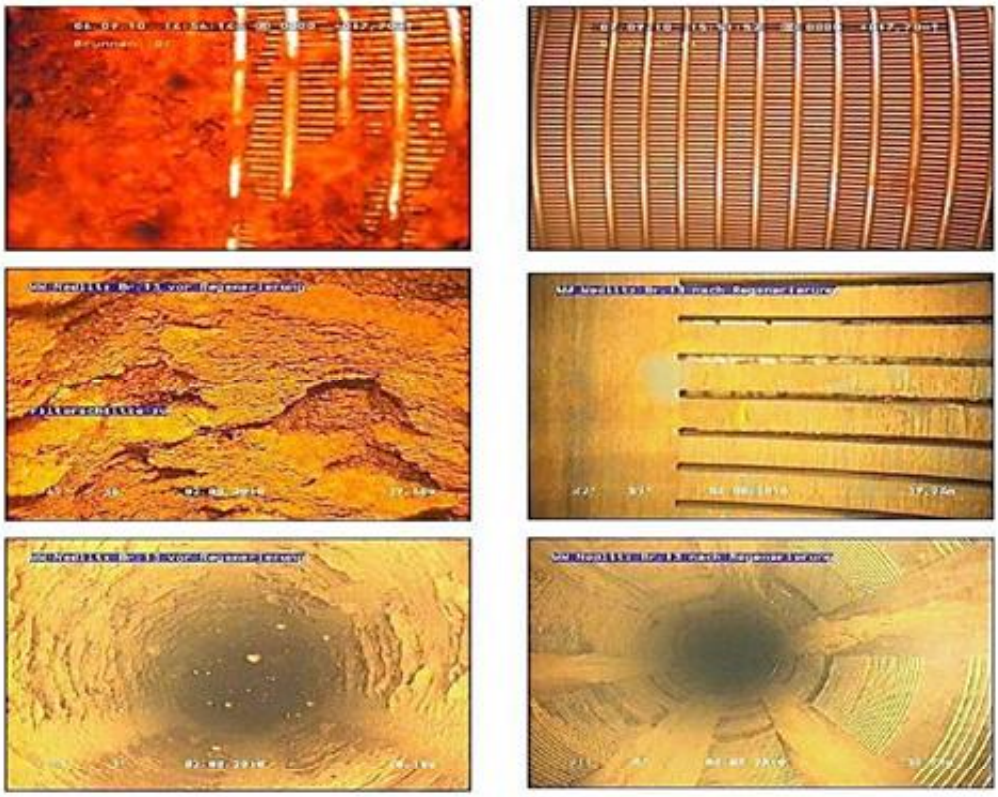
Введение. Учитывая результаты исследования механизма кольматации скважин, установлено, что при работе скважин основное влияние на их производительность оказывает механическая кольматация. При этом в прифильтровой зоне скважины накапливаются механические взвеси, представленные тонкими фракциями песчано-глинистых частиц. Для стабилизации явления используется обработка прифильтровой зоны пневмоимпульсной установкой (рис. 1), разрушающей глинистые образования, и прокачка скважин эрлифтом, при которой происходит вынос из области фильтров накопившегося тонкого материала.

Актуальность работы обосновывается необходимостью подтверждения эффективности предлагаемой технологии ремонтно-восстановительных работ в процессе эксплуатации.

Объект исследования – процессы восстановления производительности технологических скважин при подземном скважинном выщелачивании.

Задачи исследования: установить оптимальные режимы обработки технологических скважин и безубыточный срок их эксплуатации.

Методика исследований – сбор информации, математико-статистическая ее обработка и разработка технологического регламента ремонтно-восстановительных работ технологических скважин.



До обработки После обработки

Рис. 1. Результаты ремонтно-восстановительных работ в скважинах при помощи установки «Hydropuls» / Fig. 1. Results of workover operations in wells with the help of “Hydropuls” unit

Химические кольмтанты, осаждающиеся в прифильтровой зоне скважин, на фильтре и металлических частях армировки скважин невозможно удалить физическими методами, для этого необходима предварительная обработка скважин химическими реагентами, которые растворят химические кольматанты, после чего их можно удалить последующей прокачкой скважин [4; 5].

Методы исследований – проведение ремонтно-восстановительных работ закачных и откачных скважин в режиме промышленной эксплуатации, анализ полученной информации с установлением зависимости эффективности восстановления их производительности от времени эксплуатации скважин.

Разработка темы. На основе проведенных лабораторных исследований предложен технологический регламент ремонтно-восстановительных работ на откачных и закачных скважинах при эксплуатации гидрогенных месторождений методом ПСВ [8].

Обработка откачных скважин осуществляется в два этапа:

– первый этап – пневмоимпульсная обработка с эрлифтной прокачкой до осветления растворов (закачные и откачные скважины);

– второй этап – химическая обработка раствором соляной кислоты и бишофита аммония.

Параметры пневмоимульсной обработки:

– цикличность обработки – 28 суток;

– продолжительность обработки пневмоимульсом – 20 мин;

– эрлифтная прокачка до осветления растворов.

Параметры химической обработки:

1) обработка раствором соляной кислоты:

– концентрация соляной кислоты – 25 %;

– время обработки – 24 ч;

– расход соляной кислоты 12 г на 1 г кольматанта;

2) обработка раствором бишофита аммония*:

– время обработки – 48 ч;

– расход бишафита аммония – 7,7 г на 1 г аморфного кремнезема.

* Совместная обработка соляной кислотой и бишофитом аммония в течение 24 ч;

3) эрлифтная прокачка до осветления растворов.

Для проведения регламентной обработки геотехнологических скважин использована установка «Hydropuls», смонтированная на базе автомобиля КамАЗ (рис. 1), на добычных полигонах Хиагдинского рудного поля. Установка позволяет проводить ремонтно-восстановительные работы комплексными методами, включающими пневмоимульсную обработку прифильтровой зоны, технологическую прокачку эрлифтом, химическую обработку раствором соляной кислоты и бифторида аммония с автоматическим заданием интервала проработки как пневоимпульса, так и химической обработки [1; 5].

Пневмоимпульсную установку «Hydropuls» целесообразно применять на закачных и откачных скважинах, оборудованных щелевыми каркасно-дисковыми и др. фильтрами в процессе эксплуатации уменьшивших производительность ниже балансовых показателей в результате кольматации зон притока (фильтров) механическими осадками и осадками химического происхождения.

Пневмоимпульсная обработка (ПИО) выполняется в интервале фильтров заданной скважины. Подача сжатого воздуха и движение откачиваемых растворов показаны на рис. 2.

После комплексной обработки геотехнологических скважин при помощи установки «Hydropuls» на участке РВР анализируются проведённые мероприятия по поддержанию, восстановлению и повышению производительности (приёмистость, дебит) скважин.

На рис. 2 представлены результаты пневмоимпульсной обработки скважин.

Результаты восстановления закачных скважин. С марта 2017 г. по январь 2022 г. на залежи 3В Хиагдинского месторождения проведено 8035 операций по РВР технологических скважин, в том числе:

– закачных – 7581 шт.;

– откачных – 382 шт. [6].

В процессе выполнения этих операций получены новые сведения по результативности рекомендуемых режимов ремонтно-восстановительных работ. На рис. 3 представлены результаты восстановления производительности закачных скважин в течение четырех лет. Технология обработки закачных скважин состоит в пневмоимпульсной обработке призабойной части скважины с последующей эрлифной прокачкой до осветления растворов. Как видно из рисунка, производительность закачных скважин в процессе работы падает от проектного уровня в 3 м^3/ч до 2,2…1,0 м^3/ч, уменьшаясь по мере старения скважин. При обработке скважин гидроимпульсным методом производительность поднимается соответственно до уровня 4,6…2,0 м^3/ч.

Зависимость падения уровня производительности закачных скважин при продолжительности межремонтного цикла в 28 суток и сроке работы скважин в течение четырех лет может быть выражена формулой

$$P_{скв} = 5,2 - 1,1t + 0,1\ t^{2,}\ м^3/ч. \quad (1)$$

Зависимость величины производительности закачных скважин после обработки при межремонтном цикле в 28 суток в течение четырех лет работы описывается формулой

$$P_{скв} = 1/(0,5 + 0,02\ t = 0,01\ t^2),\ м^3/ч. \quad (2)$$

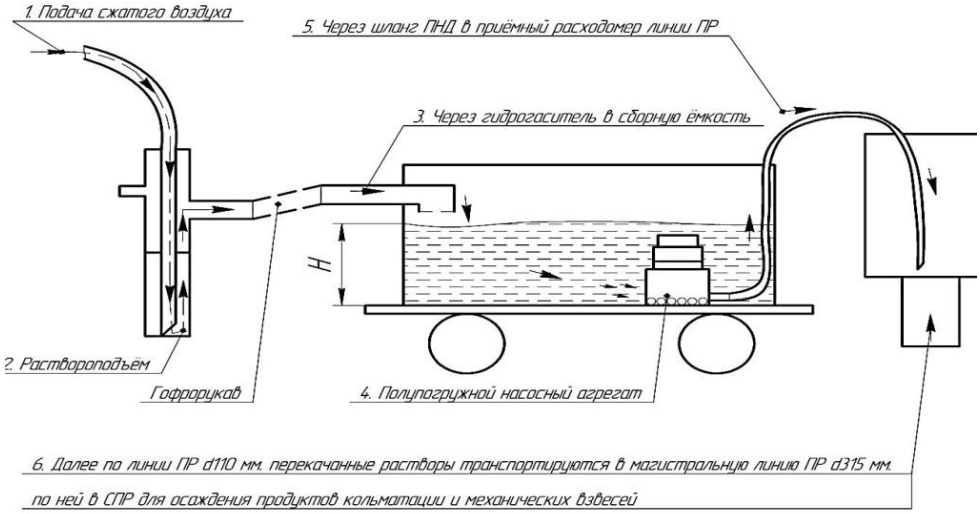


Рис. 2. Схема подачи сжатого воздуха и движения откачиваемых растворов /
Fig. 2. Scheme of compressed air supply and movement of pumped solutions

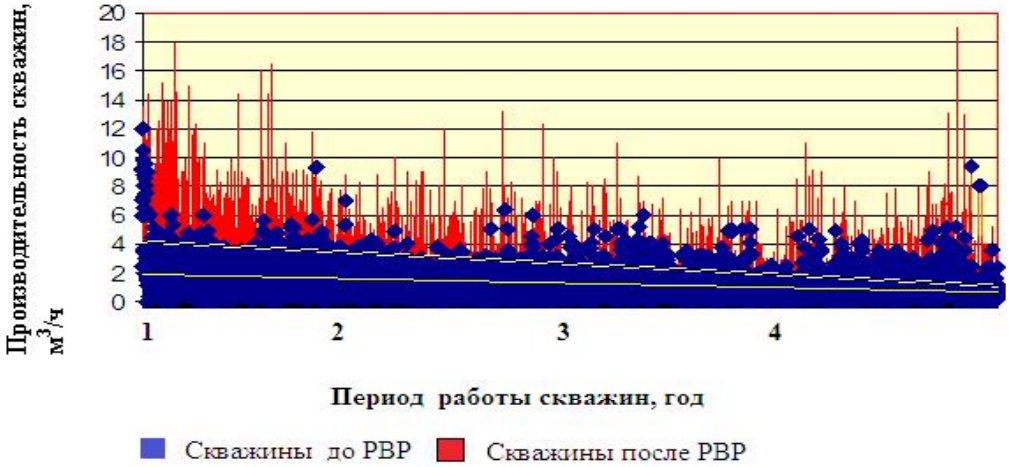


Рис. 3. Зависимость изменения производительности закачных скважин от срока их службы /
Fig. 3. Dependence of injection well productivity change on their service life

Для уточнения динамики изменения производительности закачных скважин во времени массив данных разделен на годовые интервалы.

На рис. 4 представлена информация об изменении производительности закачных скважин в течение первого года работы (2018).

Как видно из рисунка, падение производительности в межремонттные промежутки времени в течение первого года эксплуатации скважин происходит до уровня 2,2…1,8 м³/ч. После проведения ремонтно-восстановительных работ за тот же промежуток времени производительность скважин возросла до уровня 7,1…3,5 м³/ч. Прирост производительности составил в среднем 3,3 м³/ч.

На рис. 5 представлена информация об изменении производительности закачных скважин в течение второго года работы (2019).

Как видно из рисунка, падение производительности в межремонттные промежутки времени в течение второго года эксплуатации скважин происходит до уровня 2,0…1,4 м³/ч. После проведения ремонтно-восстановительных работ за тот же промежуток времени производительность скважин увеличилась до уровня 4,0…2,7 м³/ч. Прирост производительности составил в среднем 1,7 м³/ч.

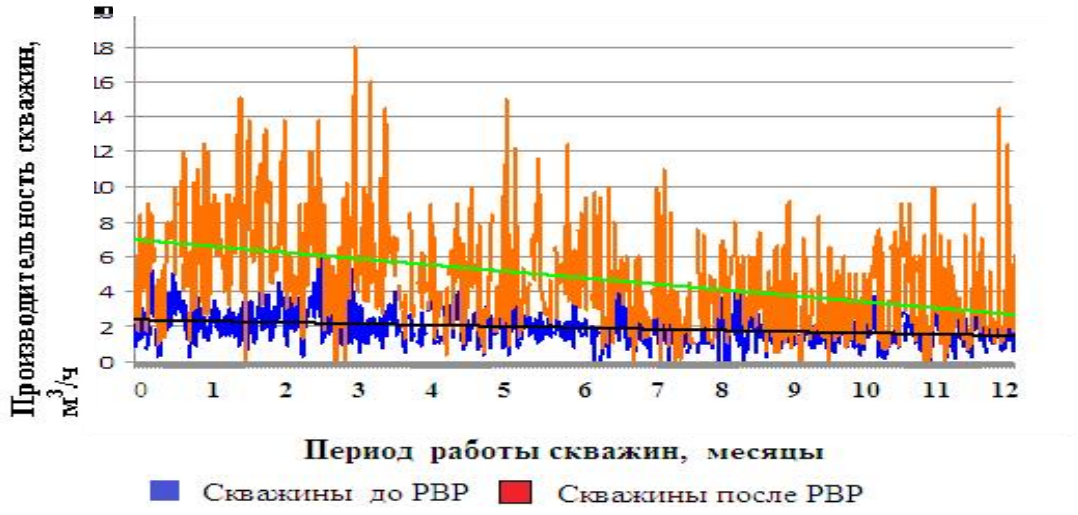


Рис. 4. Зависимость изменения производительности закачных скважин в течение первого года (2018) работы / Fig. 4. Dependence of injection well productivity change during 1 year (2018) of their operation

Рис. 5. Зависимость изменения производительности закачных скважин в течение второго года (2019) работы / Fig. 5. Dependence of change in injection well productivity during 2 years (2019) of their operation

На рис. 6 представлена информация об изменении производительности закачных скважин в течение третьего года работы (2020).

Как видно из рисунка, падение производительности в межремонттные промежутки времени в течение третьего года эксплуатации скважин происходит до уровня 1,5…1,3 м³/ч. После проведения ремонтно-восстановительных работ за тот же промежуток времени производительность скважин возросла до уровня 2,3…2,0 м³/ч. Прирост производительности составил в среднем 0,7 м³/ч.

На рис. 7 представлена информация об изменении производительности закачных скважин в течение четвертого года работы (2021).

Как видно из рисунка, падение производительности в межремонттные промежутки времени в течение третьего года эксплуатации скважин происходит до уровня 1,2…1,0 м³/ч. После проведения ремонтно-восстановительных работ за тот же промежуток времени производительность скважин возросла до уровня 1,8…1,7 м³/ч. Прирост производительности составил в среднем 0,6 м³/ч.

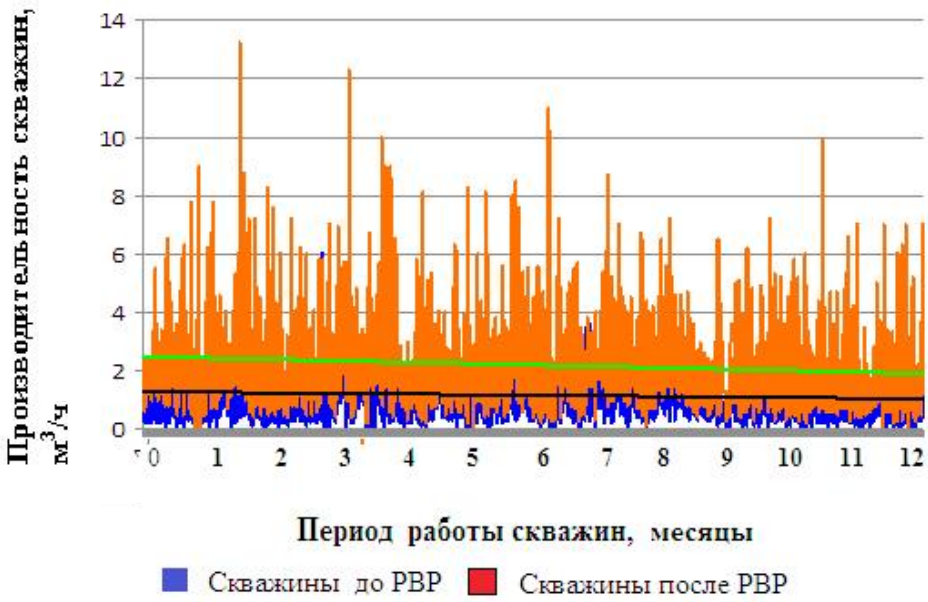


Рис. 6. Зависимость изменения производительности закачных скважин в течение второго года (2020) работы / Fig. 6. Dependence of change in injection well productivity during 2 years (2020) of their operation

Рис. 7. Зависимость изменения производительности закачных скважин в течение третьего года (2021) работы / Fig. 7. Dependence of change in injection well productivity during 3 years (2021) of their operation

Подводя итоги проведенному анализу изменения производительности закачных скважин в течение четырех лет эксплуатации, можно сделать следующие выводы:

– наблюдается устойчивая тенденция снижения производительности скважин с течением времени (4 года) от 2, 2 до 1,0 м³/ч;

– обработка скважин пневмоимпульсной технологией позволяет повысить производительность до 7,1… 1,7 м³/ч;

– прирост производительности скважин составляет 3,3…0,6 м³/ч.

При анализе причин снижения производительности скважин при их регулярной обработке пневмоимпульсной технологией установлено, что длительная эксплуатация закачных скважин приводит к износу элементов армировки скважин, особенно в прифильтровой зоне. Поэтому ремонтно-восстановительные работы только пневмоимпульсной технологи-

ей могут поддерживать производительность закачных скважин на уровне 3 м³/ч первые два года. Далее начинается интенсивный процесс коррозии металлических частей армировки и требуется замена элементов эксплуатационной колонны, фильтров, центраторов и др. Это требует больших эксплуатационных затрат.

Вопрос этот может быть решен вариантами расчетов экономической эффективности:

– восстановление работоспособности скважин их полным ремонтом;

– строительство новых скважин взамен потерявших технологическую эффективность.

Восстановление производительности откачных скважин. На рис. 8 показаны результаты восстановления производительности откачных скважин в течение четырех лет. Технология обработки откачных скважин состоит в гидроимпульсной обработке призабойной части скважины с последующей эрлифной прокачкой до осветления растворов и химической обработке с использованием соляной кислоты и бишофита аммония.

скважин гидроимпульсной и химической технологией производительность поднимается соответственно до уровня 3,0…4,0 м³/ч.

Зависимость изменения уровня производительности закачных скважин при продолжительности межремонтного цикла в 28 суток и сроке работы скважин в течение четырех лет может быть выражена формулой

$$P_{скв} = 1/(0,6 - 0,02\,t + 0,0004\,t^2,\ м^3/ч. \quad (3)$$

Зависимость величины производительности откачных скважин после обработки при межремонтном цикле в 28 суток в течение четырех лет работы описывается формулой

$$P_{скв} = 2,8 + 0,2\,t,\ м^3/ч. \quad (4)$$

Для уточнения динамики изменения производительности откачных скважин во времени массив данных разделен на годовые интервалы.

На рис. 9 представлена информация об изменении производительности откачных скважин в течение первого года работы (2018).

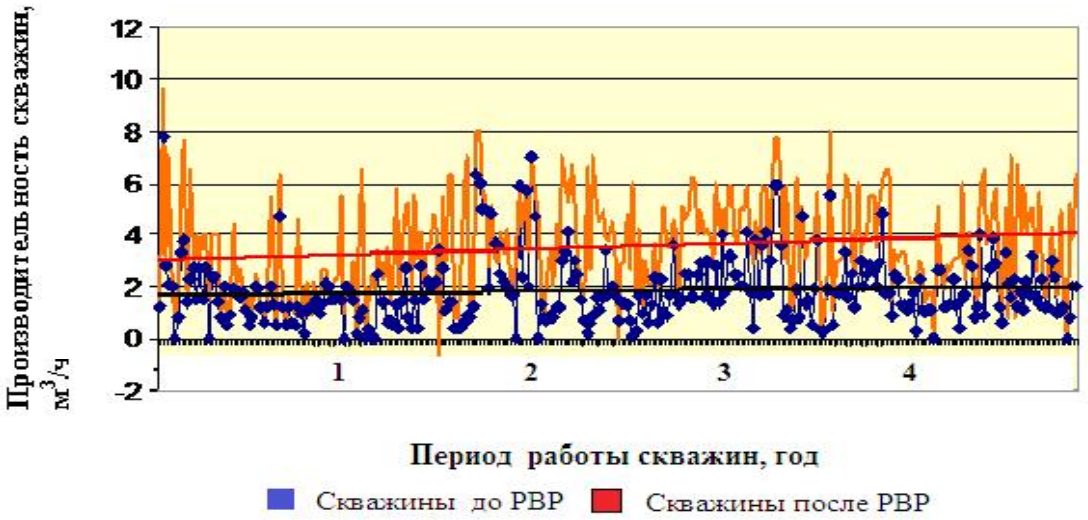


Рис. 8. Зависимость изменения производительности откачных скважин от срока их службы / Fig. 8. Dependence of pumping well productivity change on their service life

Технология обработки закачных скважин заключается в гидроимпульсной обработке призабойной части скважины с последующей эрлифной прокачкой до осветления растворов и химической обработке с применением соляной кислоты и бишофита аммония. Как видно из рисунка, производительность откачных скважин в процессе работы падает от проектного уровня в 3 м³/ч до 1,8…1,9 м³/ч, практически не меняясь по мере старения скважин. При обработке

Как видно из рисунка, падение производительности в межремонтные промежутки времени в течение первого года эксплуатации скважин происходит до уровня 2,3…1,0 м³/ч. После проведения ремонтно-восстановительных работ за тот же промежуток времени производительность скважин возросла до уровня 3,5… 1,9 м³/ч. Прирост производительности составил в среднем 2,1 м³/ч.

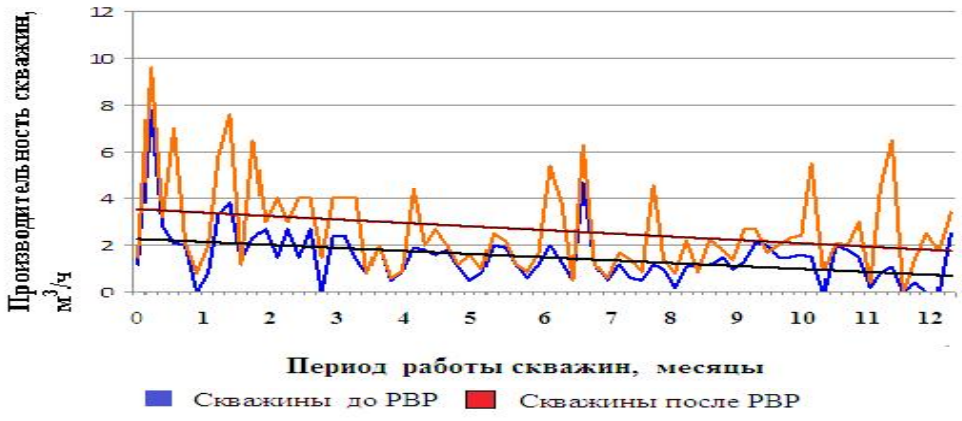


Рис. 9. Зависимость изменения производительности откачных скважин в течение первого года (2018) работы / Fig. 9. Dependence of pumping well productivity change during 1 year (2018) of their operation

На рис. 10 представлена информация об изменении производительности откачных скважин в течение второго года работы (2019).

Как видно из рисунка, падение производительности в межремонттные промежутки времени в течение второго года эксплуатации скважин происходит до уровня 1,6…2,5 м^3/ч. После проведения ремонтно-восстановительных работ за тот же промежуток времени производительность скважин возросла до уровня 3,4…4,5 м^3/ч. Прирост производительности составил в среднем 1,9 м^3/ч.

На рис. 11 представлена информация об изменении производительности закачных скважин в течение третьего года работы (2020).

Как видно из рисунка, падение производительности в межремонттные промежутки времени в течение третьего года эксплуатации скважин происходит до уровня 1,5…2,6 м^3/ч. После проведения ремонтно-восстановительных работ за тот же промежуток времени производительность скважин возросла до уровня 3,5…4,6 м^3/ч. Прирост производительности составил в среднем 2,0 м^3/ч.

На рис. 12 представлена информация об изменении производительности откачных скважин в течение четвертого года работы (2021).

Рис. 10. Зависимость изменения производительности откачных скважин в течение второго года (2019) работы / Fig. 10. Dependence of pumping well productivity change during 2 years (2019) of their operation

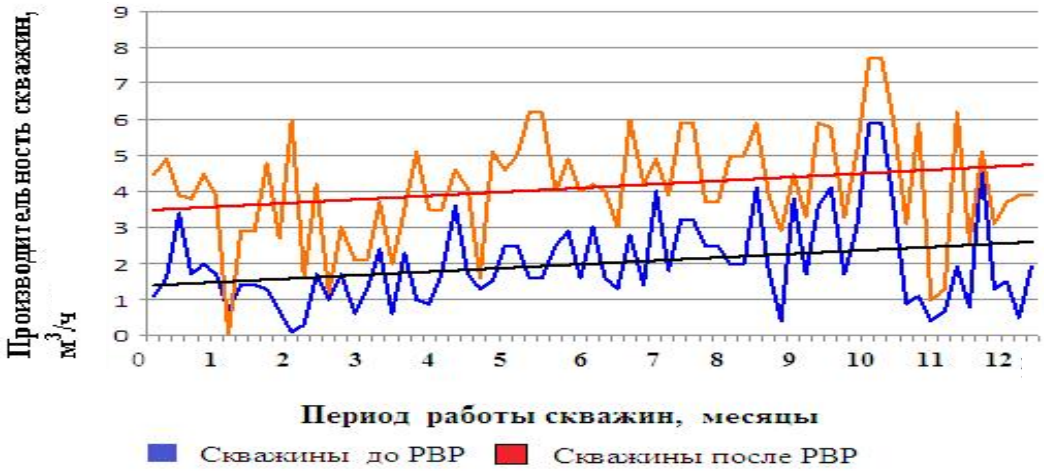


Рис. 11. Зависимость изменения производительности откачных скважин в течение третьего года (2020) работы / Fig. 11. Dependence of pumping well productivity change during 3 years (2020) of their operation

Рис. 12. Зависимость изменения производительности откачных скважин в течение четвертого года (2021) работы / Fig. 12. Dependence of pumping well productivity change during 4 years (2021) of their operation

Как видно из рисунка, изменения производительности в межремонтные промежутки времени в течение третьего года эксплуатации скважин происходит до уровня 2,1…1,7 м³/ч. После проведения ремонтно-восстановительных работ за тот же промежуток времени производительность скважин возросла до уровня 3,7…3,5 м³/ч. Прирост производительности составил в среднем 1,8 м³/ч.

Подводя итоги проведенному анализу изменения производительности откачных скважин в течение четырех лет эксплуатации, можно сделать следующие выводы:

– в течение первого года эксплуатации откачных скважин наблюдается снижение их производительности относительно проектного уровня (3,0 м³/ч); прирост после обработки составил 2,1 м³/ч;

– в течение второго года эксплуатации динамика производительности скважин имеет тенденцию к уменьшению падения; прирост производительности после обработки скважин также имеет тенденцию к росту в течение года и составляет 1,9 м³/ч;

– в течение третьего года эксплуатации скважин динамика падения производительности и прироста производительности после обработки скважин аналогична динамике второго года, прирост производительности составил в среднем 2,0 м³/ч;

– в течение четвертого года эксплуатации скважин показатели падения производительности и ее прироста после обработки практически не меняются, прирост производительности в среднем составил 1,8 м^3/ч.

Таким образом, динамика изменения производительности в течение четырех лет эксплуатации откачных скважин показывает, что в течение первого года происходит падение производительности скважин, далее в течение второго и третьего годов производительность растет и в течение четвертого года происходит стабилизация этих показателей. Такая динамика изменения производительности говорит о том, что в течение первого года система адаптируется к режиму обработки скважин, происходит постепенное накопление остаточных концентраций соляной кислоты и бишофита аммония между ремонтными периодами. Очередные порции добавленных реагентов повышают концентрацию активных химических веществ в прифильтровой зоне скважин, что способствует более полному растворению кольматантов.

Неухудшение показателей производительности откачных скважин говорит о том, что эти скважины могут успешно работать в течение четырех лет без остановки на замену корродированных элементов армировки в прифильтровой зоне.

Выводы.

1. На основании проведенных исследований предложен технологический регламент ремонтно-восстановительных работ для закачных и откачных скважин.

2. Проведенные опытно-промышленные работы по восстановлению производительности технологических скважин в течение четырех лет позволили установить:

– зависимость повышения производительности закачных скважин при регулярном проведении РВР, выраженную эмпирической формулой $P_{скв} = 1/(0,5 + 0,02\,t = 0,01\,t^2)$, м^3/ч;

– зависимость повышения производительности откачных скважин, выраженную эмпирической формулой $P_{скв} = 2,8 + 0,2\,t$, м^3/ч.

3. Установлено, что РВР по предложенной технологии закачных скважин позволяет эксплуатировать эти скважины без потери производительности в течение четырех лет. Регулярное проведение РВР откачных скважин позволяет эффективно эксплуатировать их в течение двух лет, далее производительность падает, поэтому требуется замена корродированных элементов армировки скважин или строительство новых откачных скважин.

Список литературы

1. Бабкин А. С., Михайлов А. Н., Гурулев Е. А., Алексеев Н. А., Иванов Д. А., Глотова О. Ю., Забайкин Ю. В. Восстановление производительности технологических скважин при скважинном подземном выщелачивании урана // Московский экономический журнал. 2019. № 2. С. 18–22.

2. Битимбаев М. Ж. Химическая кольматация и способы ее устранения при подземном выщелачивании металлов // Вестник Национальной инженерной академии РК. 2009. № 2. С. 122–125.

3. Горбатенко О. А., Горбатенко О. А., Чистилин П. Е., Панова Е. Н. Ремонтно-восстановительные работы на геотехнологических скважинах предприятий ПСВ урана. Алматы: Каз НИТУ, 2017. 194 с.

4. Джакупов Д. А. Джакупов Д.А. Повышение эффективности добычи урана методом подземного скважинного выщелачивания // Инновационное развитие горнодобывающей отрасли: материалы междунар. науч.-техн. конф. Кривой Рог: [б. и.], 2016. С. 130.

5. Омельянюк М. В. Техника и технология физико-химического восстановления дебитов скважин. Краснодар: Кубан. гос. технол. ун-т, 2017. С. 90–105. doi:10.23968/2305-3488.

6. Отчет по РВР с 01.01.2016 по 31.01.2022 // Фонды АО «Хиагда». 2022. 75 с.

7. Ракишев Б. Р., Матаев М. М., Кенжетаев Ж. С. Исследование минералогического состава осадкообразований в условиях скважинной добычи урана // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2019. № 7. С. 123–131.

8. Технологический регламент эрлифтной прокачки скважин. Чита: Хиагда, 2019. 59 с.

9. Цымбалов А. А. Исследование процессов декольматации водозаборных скважин. 2014–2018. URL: http://www.doktorsc.ru/index.php/issledovanie-protsessov (дата обращения: 21.04.2022). Текст: электронный.

10. Kaiguang H., Qingliang W., Ganqiang T., Aihe W., Dexin D. Experimental study on restoration of polluted groundwater from in situ leaching uranium mining with Sulfate Reducing Bacteria and ZVI-SRB // Procedia Earth and Planetary Science. 2011, Vol. 2. P. 150–155.

11. Ma Q., Feng Z. G., Liu P., Lin X. K., Li Z. G., Chen M. S. Uranium speciation and in situ leaching of a sandstone-type deposit from China // Journal of Radioanalitycal and Nuclear Chemistry. 2017, Vol. 311. P. 2129–2134.

12. Prăvălie, R., Bandoc G. Nuclear energy: Between global electricity demand, worldwide decarbonisation imperativeness, and planetary environmental implications // Journal of Environmental Management. 2018, Vol. 209. P. 81–92.

References

1. Babkin A. S., Mikhaylov A. N., Gurulev Ye. A., Alekseyev N. A., Ivanov D. A., Glotova O. Yu., Zabaykin Yu. V. *Moskovskiy ekonomicheskiy zhurnal* (Moscow Economic Journal), 2019, no. 2, pp. 18–22.

2.Bitimbayev M. Zh. Vestnik Natsionalnoy inzhenernoy akademii RK (Bulletin of the National Engineering Academy of the Republic of Kazakhstan), 2009, no. 2, p. 122–125.

3. Gorbatenko O. A., Gorbatenko O. A., Chistilin P. Ye., Panova Ye. N. *Remontno-vosstanovitelnye raboty na geotekhnologicheskih skvazhinah predpriyatiy PSV urana* (Repair and restoration works at geotechnological wells of uranium ISR enterprises). Almaty: Kaz NITU, 2017. 194 p.

4. Dzhakupov D. A. *Innovatsionnoye razvitiye gornodobyvayuschey otrasli: materialy mezhdunar. nauch.-tekhn. konf.* (Innovative development of the mining industry: materials of the international. sci.-tech. conf.). Krivoy Rog: [b. i.], 2016, pp. 130.

5. Omelyanyuk M. V. *Tehnika i tehnologiya fiziko-himicheskogo vosstanovleniya debitov skvazhin* (Technique and technology of physical and chemical restoration of well flow rates). Krasnodar: Kuban. State Technol. Un-ty, 2017. C. 90–105. doi:10.23968/2305-3488.

6. *Fondy AO «Khiagda»* (Funds of JSC Khiagda). 2022. 75 p.

7. Rakishev B. R., Matayev M. M., Kenzhetayev Zh. S. *Gorny informatsionno-analiticheskiy byulleten'* (Mining information and analytical bulletin), 2019, no. 7, pp. 123–131.

8. *Tehnologicheskiy reglament erliftnoy prokachki skvazhin* (Technological regulations for airlift pumping of wells). Chita: Khiagda, 2019, 59 p.

9. Tsymbalov A. A. *Issledovaniye protsessov dekolmatatsii vodozabornyh skvazhin*. 2014–2018 (Study of the processes of decolmatation of water wells. 2014–2018). Available at: http://www.doktorsc.ru/index.php/issledovanie-protsessov (date of access: 04/21/2022). Text: electronic.

10. Kaiguang H., Qingliang W., Ganqiang T., Aihe W., Dexin D. *Procedia Earth and Planetary Science* (Procedia Earth and Planetary Science), 2011, vol. 2, pp. 150–155.

11. Ma Q., Feng Z. G., Liu P., Lin X. K., Li Z. G., Chen M. S. *Journal of Radioanalitycal and Nuclear Chemistry* (Journal of Radioanalitycal and Nuclear Chemistry), 2017, vol. 311, pp. 2129–2134.

12. Prăvălie, R., Bandoc G. *Journal of Environmental Management* (Journal of Environmental Management), 2018, vol. 209, pp. 81–92.

Информация об авторе

Михайлов Анатолий Николаевич, аспирант, Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия. Область научных интересов: физико-химическая геотехнология урана
Mihailov.A.N@hiagda.ru

Овсейчук Василий Афанасьевич, д-р техн. наук, профессор, Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия. Область научных интересов: физико-техническая и физико-химическая геотехнологии, предконцентрация минерального сырья, рудничная геология
mks3115637@Yandex.ru

Information about the author

Anatoly Mikhailov, postgraduate, Transbaikal State University, Chita, Russia. Research interests: physical and chemical geotechnology of uranium

Vasily Ovseichuk, doctor of technical sciences, professor, Transbaikal State University, Chita, Russia. Research interests: physical–technical and physical–chemical geotechnologies, pre–concentration of mineral raw materials, mine geology

Для цитирования

Михайлов А. Н. Овсейчук В. А. Анализ результатов комплексной обработки технологических скважин для восстановления их работоспособности // Вестник Забайкальского государственного университета. 2022. Т. 28, № 6. С. 15–25. DOI: 10.21209/2227-9245-2022-28-6-15-25.

Mikhailov A., Ovseychuk V. Analysis of the results of complex processing of technological wells to restore their serviceability // Transbaikal State University Journal, 2022, vol. 28, no. 6, pp. 15–25. DOI: 10.21209/2227-9245-2022-28-6-15-25.

Статья поступила в редакцию: 25.04.2022 г.
Статья принята к публикации: 05.05.2022 г.