

Техническая документация по технологии реагентной обработки

Основу представленной документации составляют порошкообразные реагенты, не обладающие вредными свойствами. Охарактеризованы кольматационные процессы в водозаборных скважинах и дана оценка интенсивности их проявления. Представлены результаты лабораторных исследований по подбору рецептуры технологических растворов на основе реагентов кислотного действия, реагентов восстановителей и реагентов комплексообразования. Дается оценка закономерностей растворения кольматирующих образований и коррозионной активности технологических растворов. Обоснованы основные технологические операции реагентной обработки. Рекомендовано необходимое оборудование для обработки скважины. Представлен технологический регламент на обработку скважины. Дана информация о производственной санитарии и технике безопасности работ. Представлен опыт восстановления дебита скважин в различных гидрогеологических условиях.

Техническая документация

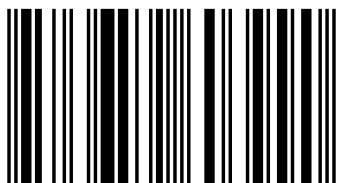


Веселков Сергей

Техническая документация по технологии реагентной обработки

Монография

Веселков Сергей Николаевич, доктор экономических наук, профессор, председатель правления Всероссийской Ассоциации «АСБУР».



978-3-659-60399-0

Сергей


Palmarium
academic publishing

Веселков Сергей

**Техническая документация по технологии реагентной
обработки**

Веселков Сергей

**Техническая документация по
технологии реагентной обработки**

Монография

Palmarium Academic Publishing

Imprint

Any brand names and product names mentioned in this book are subject to trademark, brand or patent protection and are trademarks or registered trademarks of their respective holders. The use of brand names, product names, common names, trade names, product descriptions etc. even without a particular marking in this work is in no way to be construed to mean that such names may be regarded as unrestricted in respect of trademark and brand protection legislation and could thus be used by anyone.

Cover image: www.ingimage.com

Publisher:

Palmarium Academic Publishing

is a trademark of

International Book Market Service Ltd., member of OmniScriptum Publishing Group

17 Meldrum Street, Beau Bassin 71504, Mauritius

Printed at: see last page

ISBN: 978-3-659-60399-0

Copyright © Веселков Сергей

Copyright © 2017 International Book Market Service Ltd., member of
OmniScriptum Publishing Group

All rights reserved. Beau Bassin 2017

Сергей Веселков

**ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ
ПО ТЕХНОЛОГИИ РЕАГЕНТНОЙ ОБРАБОТКИ
ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН ПОРОШКООБРАЗНЫМИ
РЕАГЕНТАМИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ
СКВАЖИН**

Palmarium Academic Publishing

Оглавление	Стр
Введение	3
1. Кольматационные процессы в водозаборных скважинах	5
2. Химический, минералогический состав кольматирующих отложений и их свойства	9
3. Интенсивность кольматационных процессов	12
4. Лабораторные исследования по подбору рецептуры технологических растворов	15
4.1. Методика лабораторных исследований	15
4.2. Реагенты кислотного действия	16
4.3. Реагенты-восстановители	21
4.4. Реагенты-комплексообразователи	27
5. Оценка закономерностей растворения кольматирующих образований	30
6. Лабораторные исследования коррозионной активности растворов	36
7. Обоснование основных технологических операций реагентной обработки скважин	38
8. Оборудование для реагентной обработки скважин порошкообразными реагентами	63
9. Технологический регламент на реагентную обработку водозаборной скважины	73
10. Производственная санитария и техника безопасности работ при реагентной обработке скважины	81
11. Опыт восстановления дебита скважин порошкообразными реагентами	85
11.1. Обработка скважин раствором бисульфата натрия	85
11.2. Обработка скважин раствором дитионита натрия	87
11.3. Обработка скважин подкисленным раствором триполифосфата натрия	88
Приложение 1. Результаты химического состава кольматирующих образований	
1. Объекты сельскохозяйственного водоснабжения Воронежской области	92
2. Объекты сельскохозяйственного водоснабжения Тамбовской области	93
3. Объекты сельскохозяйственного водоснабжения республики Башкортостан	95
4. Дренажные системы	95

ВВЕДЕНИЕ

Подземные воды имеют решающее значение для обеспечения населения качественной питьевой водой. Широко используются подземные воды для удовлетворения нужд промышленности и коммунального хозяйства, обводнения пастбищ и орошения земель. В сельскохозяйственном водоснабжении подземные воды служат основным источником, особенно при организации водоснабжения небольших водопотребителей. В настоящее время установлена общая тенденция возрастания роли подземных вод в балансе водопотребления развитых стран.

В США использование подземных вод составляет 20 % общего водопотребления. Из 100 крупнейших городов 20 полностью обеспечиваются подземными водами для питьевых целей, 13 городов используют для водоснабжения поверхностные и подземные воды, а в 12 штатах более 50 % потребности в воде для хозяйственно-питьевого водоснабжения покрывается за счет подземных вод. В Швейцарии на долю водоснабжения их подземных источников приходится около 60 %, в Дании – около 100 %, в Великобритании – 25 %, во Франции – 35 %, в ФРГ – 63 %.

В Российской Федерации и странах СНГ для водоснабжения используется около 800 м³/с, в том числе для водоснабжения городов и промышленных предприятий 350 м³/с, для сельскохозяйственного водоснабжения 200 м³/с, для орошения земель 250 м³/с. Это составляет около 17 % общего водопотребления. В 62 городах для водоснабжения используются подземные воды, в 21 % - поверхностные и подземные воды.

В высокоразвитых странах в связи с увеличивающимся загрязнением поверхностных водоемов и рек роль подземных вод в водоснабжении еще более велика. Неравномерность распределения подземных вод уже в настоящее время определяет их дефицит в ряде регионов. Это вызывает необходимость интенсификации водоотбора на действующих водозаборных сооружениях.

Буровые скважины являются основным источником системы локального водоснабжения и являются наиболее экономичными и эффективными сооружениями для добычи подземных вод потребителю. В настоящее время в Российской Федерации используется около 450 тыс. скважин и 500 тыс. шахтных колодцев. В Белоруссии насчитывается 25 тыс. скважин и 400 тыс. колодцев.

В действующих системах водоснабжения значительные резервы повышения капитальных вложений связаны с возможностью интенсификации их действия в процессе эксплуатации. Значительные резервы увеличения дебита скважин, как при их строительстве, так и в период их эксплуатации, связаны с возможностью удаления кольматирующих образований из прифильтровой зоны скважины. При этом важнейшими показателями эффективности восстановительных мероприятий являются правильное назначение методов восстановления дебита скважин, установление рациональных межремонтных периодов скважин.

Для увеличения производительности водозаборных скважин разработана технология удаления кольматирующих образований из скважин, основанная на использовании технологических растворов, приготавливаемых из порошкообразных реагентов. При этом анализировали кольматационные процессы в прифильтровых зонах скважин, исследовали химический и минералогический состав кольматационных процессов, оценивали их

интенсивность и изучали кинетику растворения кольматирующих образований.

Область применения технологии:

- водоносный пласт приурочен к песчаным и кристаллическим породам;
- дебит скважины не соответствует потенциальным возможностям пласта;
- в процессе эксплуатации установлено снижение дебита скважин из-за кольматационных процессов.

Технология обеспечивает:

- увеличение подачи воды потребителю на **80 %** (по данным обработок **197** скважин);
- достаточную продолжительность реагентной обработки каждой конкретной скважины, что контролируется в ходе обработки специальной операцией, совмещенной с технологической;
- достаточное время прокачки скважины после обработки для удаления продуктов реакции и технологического раствора, что контролируется специальным экспресс-методом.

Особенности технологии:

- для обработки скважин используют экологически безопасные порошкообразные реагенты, разрешенные для обработки скважин питьевого водоснабжения;
- порошкообразные реагенты удобны в хранении, при транспортировке и в приготовлении растворов непосредственно у скважин;
- основные технологические операции реализуются при помощи стандартного оборудования, используемого при ремонте скважин;
- коррозионная активность технологических растворов на порядок меньше, чем у солянокислотных и глиноукислотных растворов.

Разработанная технология восстановления производительности водозаборных скважин эффективно использовалась для обработок на территориях Российской Федерации, Украины, Литвы, Латвии и Вьетнама.

1. КОЛЬМАТАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ В ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИНАХ

При бурении, освоении и эксплуатации водозаборных скважин проявляются процессы механического, химического и биологического кольматажа, определяющие не только длительность действия водозаборов, но и эффективность намечаемых технологий для восстановления дебитов скважин. Процессы механического кольматажа в основном завешаются на стадии строительной прокачки скважины, а химического и биологического наблюдаются в течение всего периода действия водозабора.

Достоверная оценка интенсивности кольматационных процессов в скважинах позволяет обоснованно определить рациональный межремонтный период скважин и наметить необходимые ремонтно-восстановительные мероприятия.

Механическая кольматация. При бурении водозаборных скважин происходит поглощение промывочной жидкости, что и является причиной кольматации порового пространства прифильтровой зоны коллоидно-дисперсными частицами, приводящей к снижению производительности скважин. Проникновение частиц в пласт в зависимости от физико-химических свойств промывочной жидкости и литолого-фациального состава пород может происходить на различную глубину. Различной оказывается и степень кольматации пород в пределах разреза.

Обогащение промывочной жидкости кольматирующими частицами происходит не только при наличии в кровле водоносных пластов толщи глин, но и при наличии в разрезе водоносного пласта глинистых пропластков различной мощности.

При использовании в качестве промывочной жидкости малоконцентрированной суспензии с плотностью $< 1050 \text{ кг / м}^3$, что характерно в первую очередь при вскрытии водоносного пласта с заменой промывочной жидкости на чистую воду, размеры зоны кольматации будут определяться дальностью проникновения фильтрата в пласт. Как установлено практикой, размер зоны интенсивной кольматации в общем случае не превышает 0,5 м.

В составе глинистых кольматирующих образований могут быть как глины, используемые для приготовления промывочной жидкости, так и глины, слагающие кровлю продуктивного пласта. В общем случае минеральный состав такого рода образований может быть представлен монтмориллонитовыми, гидрослюдистыми, каолинитовыми группами и их различными сочетаниями.

Химическая кольматация. В процессе эксплуатации скважины при заборе подземных вод в прифильтровой зоне происходит их гидродинамическое возмущение. Это приводит к нарушению химического равновесного состояния между компонентами подземных вод. При этом нарушается газовое равновесие в подземных водах и происходит гидролиз бикарбоната железа, окисление закисного железа до трехвалентной формы и образование карбонат ионов с одновременным увеличением величины pH среды при удалении свободной углекислоты.

Процессы химической кольматации проявляется в заполнении порового пространства прифильтровой зоны, собственно фильтра, межтрубного пространства водоподъемного оборудования и конструктивных элементов погружных насосов нерастворимыми в воде оксидами и гидроксидами поливалентных металлов, преимущественно железа.

При наличии в подземных водах сероводорода возможен процесс кольматации скважин сульфидными соединениями железа, поэтому

качественная оценка наличия сероводорода в подземных водах - важный критерий при определении возможности образования нерастворимых в воде сульфидов железа.

Биологическая кольматация. Зачастую процессы химической кольматации осложняются биологической кольматацией. Во многих случаях в кольматирующих образованиях на фильтрах и в прифильтровых зонах обнаружены продукты жизнедеятельности железобактерий, марганцевых бактерий (*Siderococcus*, *Sideromonas*, *Gallionella feruquinea*, *Gallionella majori*, *Grenothrix*, *Leptothrix ochracea*, *Leptothrix trichoqenes*, *Leptothrix crassa* и др.) и сульфатвосстанавливающих бактерий (*Desulfovibrio desulfiricans*) бактерий.

Бактерии и водоросли, использующие в своей жизнедеятельности энергию окисления закисных соединений железа и марганца, обнаруживаются не только в водоносных пластах вблизи поверхностных источников, но и на больших глубинах в зонах, значительно удаленных от водотоков и водоемов. Длина отдельных разновидностей железобактерий достигает 1 см. Они могут прикрепляться к фильтру, гравию и вести плавающий образ жизни.

Тенденция подземных вод к биологическому кольматажу скважин может быть определена на основе комплексных биологических и химических исследований. В общем случае благоприятные условия для развития железобактерий и марганцевых бактерий определяются следующими факторами: pH пластовых вод находится в пределах 5,4 – 7,2; содержание закисного железа в застойных водах в пределах 1,6 – 12,0 мг/л и пластовые воды содержат уголекислоту. При отборе подземных вод концентрация закисного железа может быть существенно меньше, так как интенсивность питания железобактерий возрастает со скоростью фильтрации.

Критерием, определяющим более точно возможность развития железобактерий и марганцевых бактерий, является показатель давления недиссоциированных водородных ионов в воде gH , связывающий Eh и pH [1]:

$$gH = Eh / 0,029 + 2pH \quad (1)$$

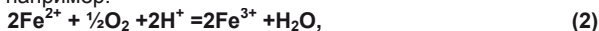
Это соотношение справедливо при $gH = 5 - 25$.

В общем случае для массового развития железобактерий и марганцевых бактерий при отборе подземных вод необходимо наличие этих бактерий, ионов Fe^{2+} , Mn^{2+} при следующих показателях подземных вод: Eh в пределах от + 10 до - 30 мВ, gH - от 13,5 до 15,5.

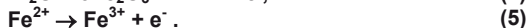
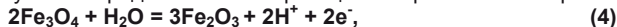
В связи с тем, что благоприятные условия для развития железобактерий имеются в большинстве гидрогеологических условий, необходимо проводить профилактические мероприятия, подавляющие жизнедеятельность бактерий. Наиболее простое - периодическое хлорирование скважин с остаточной концентрацией хлора 5-7 мг/л. При этом скважины можно хлорировать путем подачи воды с хлором из напорного водовода (при снятии обратного клапана погружного насоса). После введения в скважину раствора хлорной извести целесообразно включить насос на 30-50 секунд и затем отключить его с тем, чтобы обработать не только фильтр, но и прифильтровую зону. Время выдержки раствора в скважине от 14 до 20 часов. Хлорирование целесообразно осуществлять 1 раз в 3-4 месяца.

Механизм образования кольматирующих соединений [2,3]. Механизм образования кольматирующих соединений в прифильтровой зоне скважин происходит в основном под действием окислительно-восстановительных (или редокс-) реакций. Кислотно – основные процессы, включающие перенос протонов, характерны для диагенеза уже образовавшейся твердой фазы.

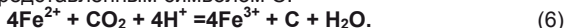
Редокс – реакции могут быть представлены как реакции, включающие перенос кислорода, например:



Они же могут быть представлены как реакции с переносом электронов:



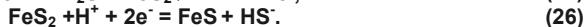
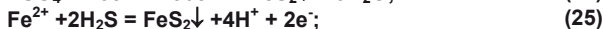
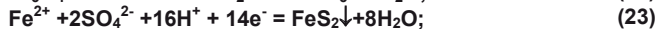
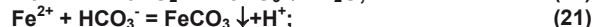
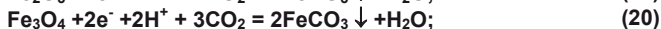
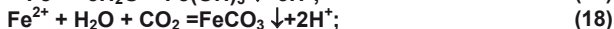
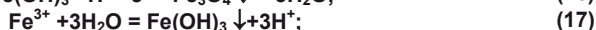
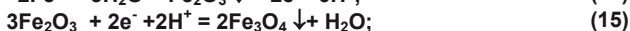
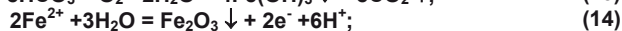
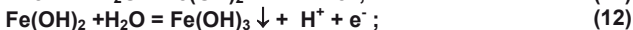
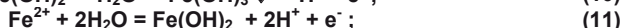
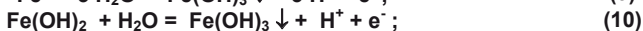
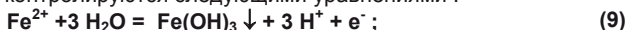
В водном растворе не существует свободных электронов, поэтому должна иметь место дополнительная реакция, в которой электроны потребляются или освобождаются. Рассмотрим, например, окисление Fe^{+2} органическим веществом, представленным символом C:



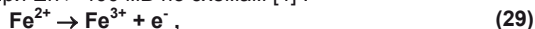
Это уравнение является сбалансированной редокс-реакцией, в которой в явной форме не показаны электроны и молекулярный кислород. Это уравнение может быть разбито на две полуреакции, одна из которых содержит только железо, другая – только углерод:



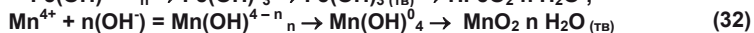
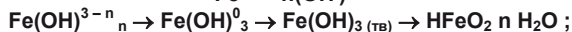
Принцип двух полуреакций обычно используют при изучении термодинамических особенностей кинетических процессов образования твердой фазы. В практических целях удобно использовать диаграммы соотношений устойчивости компонентов подземных вод, включающих редокс-реакции, контролируемых такими показателями, как активность электронов, pH и Eh среды. С использованием такого рода диаграмм Гарррелса и Крайста, образование твердой фазы железистых соединений и их последующие изменения контролируются следующими уравнениями:



В бескислородных и бессульфидных водах в результате окисления Fe^{2+} при Eh > 200 мВ и Mn^{2+} при Eh > 400 мВ по схемам [4]:

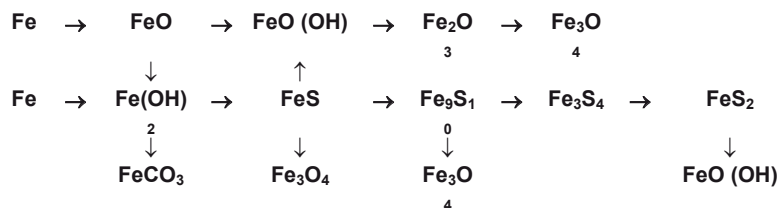


и последующего гидролиза



образуются твердые фазы гидроксидов железа и марганца.

Общепризнанным является и то, что процессы коррозии конструктивных элементов скважины также существенным образом влияют на образование колюматизирующих соединений химического генезиса в скважинах. В таких условиях происходит сложный многостадийный процесс трансформации продуктов коррозии оборудования [5]:



Список литературы

1. Плотников Н.А. , Алексеев В.С. Проектирование и эксплуатация водозаборов подземных вод .-М .: Стройиздат ,1990 -256 с .: ил.
2. Garrels R.M. and Christ C.L. ,1965. Solutions, Minerals and Equilibria. Freeman, Cooperr, San Francisco, 450pp.
3. Драйвер Дж. Геохимия природных вод: Пер. с англ.- М.: Мир, 1965.-440с.
4. Крайнов С.Р., Швеи В.М. Геохимия подземных вод хозяйственно- питьевого назначения.-м.:Недра, 1987, 237с.
5. Потапов С.С. Минералогия солевых отложений в скважинах и нефтепромысловом оборудовании месторождений Западной Сибири. Екатеринбург: УрО РАН, 1993. С.20

2. ХИМИЧЕСКИЙ, МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ КОЛЬМАТИРУЮЩИХ ОБРАЗОВАНИЙ И ИХ СВОЙСТВА

По своему составу кольматирующие образования в скважинах, каптирующие песчаные водоносные горизонты, отличаются разнородностью и представлены различного рода неорганическими соединениями в аморфном или кристаллическом виде.

Исследования состава кольматирующих образований производили на водозаборных скважинах промыслов и водозаборах городов Новый Уренгой, Когалым, Сургут, а также на объектах сельскохозяйственного водоснабжения в Башкирии, Воронежской, Тамбовской областях и Краснодарском крае.

Кольматирующие осадки отбирали непосредственно с сеток фильтров, извлеченных из скважин, и с водоподъемного оборудования. В связи с тем, что кольматирующие образования имеют сложный химический состав и по своей структуре близки к минералам, при исследовании их химического состава руководствовались методами химического анализа минералов и горных пород. При выполнении химических анализов образцы высушивали до постоянной массы при 105°C , определяли потери массы при прокаливании до 1000°C . Для растворения образцов кольматирующих образований использовали концентрированную соляную кислоту в разбавлении 1:1. Растворение производили при комнатной температуре, что исключало перевод в исследуемый раствор оксида кремния, представленного включением мелких частиц песка в кольматирующие образования в период пескования скважин. В прокаленных и растворенных образцах определялось содержание оксида и закиси железа, оксида алюминия, кальция, магния, марганца, кремния, фосфора, сульфат- и сульфид-ионов, углекислого газа.

Результаты анализов представлены в приложении 1.

Исследуемые скважины каптируют песчаные водонасыщенные породы различного гранулометрического состава и возраста. Установлено, что химический состав осадков изменяется в следующих пределах (%): **Fe₂O₃ 20,15-76,68; FeO 0,38-40,11; Al₂O₃ 0,05-12,23; MgO 0,05-4,08; CaO 1,63-20,25; SiO₂ 0,03-2,80; MnO 0,04-0,79; P₂O₅ 0,11-6,12; FeS 0,66-24,72**. Потери при прокаливании составляют **13,99-36,42 %**.

Для разработки эффективных мер по удалению кольматирующих образований из скважин необходимо прежде всего знать минералогический состав осадков. Трактовка же результатов химических анализов не всегда однозначна и порой, по видимому, ошибочна.

Минералогические методы изучения учитывают широко развитые явления изо- и полиморфизма и дают наиболее достоверную информацию о составе минеральных образований, что позволяет достаточно обоснованно выбрать необходимые реагенты для их растворения. Вместе с тем методы химического анализа состава осадков позволяют дать информацию о количественном распределении в составе осадков основных видов их составляющих.

Минералогический состав образцов кольматирующих образований изучали с помощью методов: визуальное изучение, микрохимия, ИК-спектрометрия, рентгенофазовый анализ, дифференциальный термический анализ, дифференциальный термогравиметрический анализ с использованием дериватографа.

Результаты исследований минералогического состава кольматирующих образований представлены в таблице 2.1[1].

Таблица 2.1

Перечень минеральных образований в водозаборных скважинах

Класс минерала	Наименование минерала	Формула минерала
Оксиды, гидроксиды	Вюстит	FeO
	Лимонит	FeOOH
	Гематит	$\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$
	Маггемитом	$\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$
	Магнетит	FeO Fe ₂ O ₃
	Гетит	$\alpha\text{-FeO (OH)}$
	Акагенитит	$\beta\text{-FeO (OH)}$
	Лепидокрокит	$\gamma\text{-FeO(OH)}$
	Цефаровичит	Al ₃ (OH) ₃ [PO ₄] ₂ 5H ₂ O
	Аугелит	Al ₂ [(OH) ₃ (PO ₄)]
Карбонаты	Кальцит	CaCO ₃
	Арагонит	CaCO ₃
	Фатерит	$\mu\text{-CaCO}_3$
	Сидерит	FeCO ₃
Сернистые соединения	Макинавит	FeS
	Троилит	FeS
	Пирротин	Fe ₉ S ₁₀
	Пирит	FeS ₂
	Марказит	FeS ₂

Во многих пробах осадков обнаружены такие примеси, как полиморфный кварц и глинистые минералы различного вида (монтмориллонит, гидрослюда, иллит, палыгорскит).

Сложные ассоциации минералов, возникающие в прифилтровых скважин, трудно предсказать. Вместе с тем, достоверным является то, что при каптаже подземных вод, приуроченных к песчаным коллекторам, в составе кольматирующих образований преобладает железистая составляющая.

Внутренние структурные связи кольматирующих образований определяют их прочностные свойства. На первом этапе формирования кольматирующих соединений образуются рыхлые отложения вязкопластичной консистенции с водно-коллоидными связями при незначительной прочности осадков. В процессе диагенеза водно-коллоидные связи кольматирующих образований замещаются на кристаллизационные, в результате чего в гранулированном коллекторе образуется цемент обрастания.

В лабораторных исследованиях натуральных кольматирующих образований были получены значения их плотности, приведенные в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Плотность кольматирующих образований

Район объекта	№ скважин	Место отбора пробы	Плотность Кг/м ³
Тамбовская область			
Жердевский район	2080	Сцементированные породы прифилтровой	2860
Токаревский район	2563	Зоны	3089
Рассказовский район	1383	Внутренняя часть сетчатого фильтра	2240
Воронежская область			
Новоусманский район	239/71	Водоподъемное оборудование	2742
Рамронский район	1378	Водоподъемное оборудование	2516
Панинский район	862/1	Водоподъемное оборудование	2931
Краснодарский край			
Дренажные скважины	198	Водовыпуск	2510
Краснодарского	142	Самоизливающихся	3129
Водохранилища	174	Скважин	2264

Как видно из представленных данных, плотность кольматирующих образований изменяется от 2240 до 3129 кг/ м³ и в расчетах может быть принята равной 3000 кг/м³.

В работе [2] приводятся данные по прочности на одноосное сжатие образцов кубической формы с высотой ребра 5 см, отобранных из сцементированной прифилтровой зоны скважин Замоскворецкого дренажа. Разрушающая нагрузка по 4 образцам изменялась от 9 до 9,5 кг/см² (в среднем 9,2 кг/см²).

Список литературы

1. Алексеев В.С., Гребенников В.Т. Восстановление дебита водозаборных скважин.-М.: Агропромиздат, 1987.-239 с:ил
2. Гаврилко В.М. Фильтры водозаборных, водопонижительных и гидрогеологических скважин -. М .: Стройиздат , 1968-397 с.: ил .

3. ИНТЕНСИВНОСТЬ КОЛЬМАТАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

Совокупное воздействие кольматационных процессов приводит к отложению осадков в пористой среде гравийной обсыпки, а также в отверстиях фильтров. Накопление осадка в порах пористой среде обуславливает изменение ее структурных показателей и вызывает снижение коэффициента фильтрации прифилтровой зоны и как следствие этого - падение производительности скважины. Степень кольматации пористой среды обычно выражается через насыщенность порового пространства осадком α , определяемой по формуле:

$$\alpha = (n_0 - n) / n_0, \quad (1)$$

где n_0 и n - коэффициенты начальной и текущей пористости среды.

Зависимость между изменениями проницаемости среды и ее насыщенностью кольматирующими образованиями в общем случае, по мнению Д.М.Минца, имеет следующий вид [1]:

$$k / k_0 = (1 - \alpha)^m, \quad (2)$$

где k и k_0 - текущий и первоначальный коэффициент фильтрации прифилтровой зоны, m - показатель степени ($m = 2.8 - 3.3$).

Результаты обследования скважин путем вскрытия прифилтровых зон и извлечения фильтров указывают на то, что в максимальной степени кольматируются породы, непосредственно примыкающие к фильтру скважин, а по мере удаления от фильтра наблюдается постепенное уменьшение количества отложений.

У сетчатых фильтров отложения формируются в непосредственной близости и размер зоны кольматации, как правило, не превышает 15 мм, что связано с интенсивной кольматацией сетки фильтра. В лабораторных условиях оценивалась водопроницаемость закольматированных сеток и после отмыва кольматирующих образований реагентами - их насыщенность осадком (табл.3.1).

Таблица 3.1

Коэффициенты фильтрации сеток (м/ сутки) и их насыщенность кольматирующими образованиями скважин Тамбовской области

Район объекта	Число лет Эксплуатации	k	k_0	k / k_0	α
Кирсановский	13	0.21	29.30	0.01	0.809
	14	4.21	21.05	0.20	0.415
	14	0.25	28.71	0.01	0.794
Знаменский	13	0.41	17.52	0.02	0.714
	13	3.09	21.25	0.14	0.475
	14	4.35	35.20	0.12	0.502
Мукачевский	5	33.24	50.37	0.65	0.130
	8	19.10	39.60	0.48	0.216
Уметский	9	3.17	24.98	0.12	0.498
Рассказовский	4	2.58	26.19	0.10	0.537
Бондарский	9	6.29	33.44	0.18	0.427
Уваровский	12	19.20	28.62	0.67	0.125
Инжавинский	8	6.39	15.14	0.42	0.250

Натурные вскрытия прифилтровых зон скважин, оборудованные гравийными фильтрами, свидетельствуют о том, что размеры зоны интенсивной

кольматации ограничиваются в основном толщиной гравийной обсыпки [2,3]. Для блочных фильтров размер интенсивной зоны кольматации ограничивается толщиной блока фильтра, причем на внутренней поверхности блочного фильтра также происходит отложение кольматирующих соединений.

Масса отложившихся кольматирующих образований P (кг) ориентировочно может быть вычислена по насыщенности им порового пространства α гравийной обсыпки:

$$P = \alpha w_{\text{пор}} \rho_{\text{ос}} , \quad (3)$$

где $w_{\text{пор}}$ - объем пор гравийной обсыпки, м^3 ; $\rho_{\text{ос}}$ - плотность кольматирующих образований, $\text{кг}/\text{м}^3$ (ориентировочно $3000 \text{ кг}/\text{м}^3$).

В Тамбовской области по результатам экспериментальных обработок скважин, оборудованных сетчатыми фильтрами, было установлено изменение насыщенности порового пространства кольматантом и его массы в зависимости от срока эксплуатации скважины (рис.1,2).

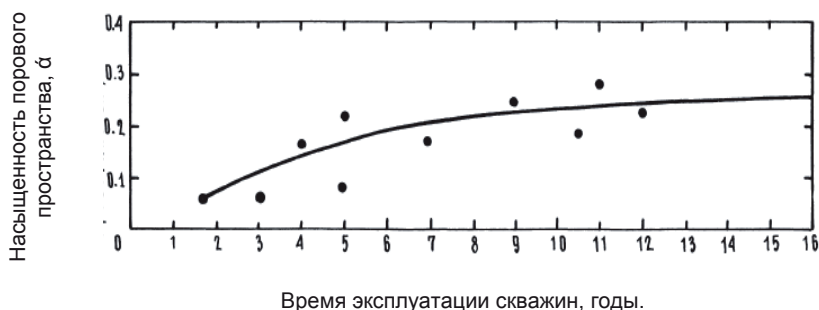


Рис.1. Изменение насыщенности α порового пространства прифилтровой зоны скважин во времени

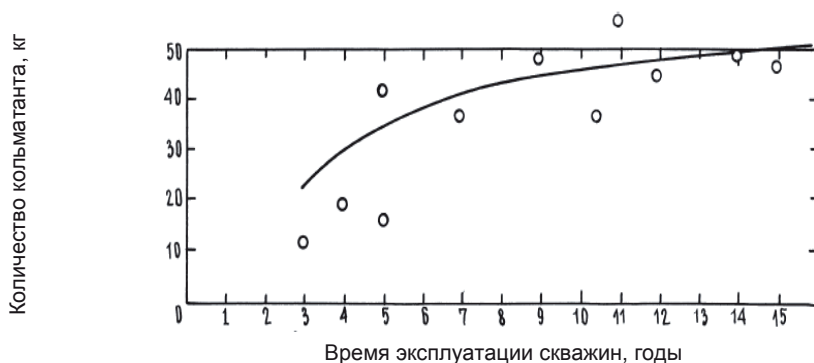


Рис.2. Изменение массы кольматанта прифилтровой зоны скважины во времени.

В практических расчетах интенсивность кольтматационных процессов может быть оценена по данным об изменении удельного дебита скважин во времени при аппроксимации этой зависимости экспоненциальной функцией времени [2]:

$$q_t = q_0 \begin{cases} 0 \leq t \leq t_{\text{зан}} \\ q_t / q_0 = e^{-\beta t} & t_{\text{зан}} \leq t \leq \infty \end{cases}$$

где q_t - удельный дебит скважины в рассматриваемый момент времени t ; q_0 - первоначальный удельный дебит скважины, т.е. при сдаче скважины в эксплуатацию; β - коэффициент интенсивности кольтматационных процессов, мес.⁻¹; $t_{\text{зан}}$ - период запаздывания во времени в наступлении экспоненциальной зависимости, месяцы.

Анализ зависимости $q_t = f(t)$ показывает, что опытные данные аппроксимируются не сразу после включения скважины в работу, а имеется некоторый период запаздывания $t_{\text{зан}}$ во времени в наступлении этой зависимости (стабильный период работы скважины).

По данным длительных наблюдений по 188 скважинам прослеживается отчетливая связь между конструкциями фильтров и интенсивностью снижения удельных дебитов скважин [3]. Так, для скважин с гравийно-проволочными фильтрами $\beta = (0.5-2.0) \times 10^{-2}$ и $t_{\text{зан}} = 12-30$ месяцев (средние показатели), а для скважин с блочными и сетчатыми фильтрами $\beta = (3.5-4.7) \times 10^{-2}$ и время стабильной работы скважины ($t_{\text{зан}}$) не превышает 6 месяцев. Рассчитанные параметры кольтматационных процессов могут служить основой для оценки стабильной работы водозаборов и рациональных межремонтных периодов скважин.

Список литературы

1. Плотноков Н.А. , Алексеев В.С. Проектирование и эксплуатация водозаборов подземных вод .-М.: Стройиздат, 1990 -256 с.: ил.
2. Гаврилко В.М. Фильтры водозаборных, водопонижительных и гидрогеологических скважин -. М.: Стройиздат, 1968-397 с.: ил.
3. Милихикер А.Г. Осадкообразование в скважинах водопонижения . -М.: Энергия, 1971 -103 с.: ил.

4. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ПОДБОРУ РЕЦЕПТУРЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСТВОРА

По механизму взаимодействия жидких и порошкообразных реагентов с колюматирующими образованиями водозаборных скважин они могут быть подразделены на следующие типы:

1. Реагенты кислотного действия, растворяющая способность которых основана на кислотных свойствах водного раствора, определяемых концентрацией ионов водорода H^+ (в водной среде ионов H_3O^+);
2. Реагенты-восстановители, реакции которых сопровождаются изменением степени окисления элементов, входящих в состав реагирующих веществ, в результате перемещения электронов от реагента-восстановителя к окислителю , входящему в состав колюматирующих образований и растворяющемуся в результате данного процесса;
3. Реагенты-комплексобразователи, обеспечивающие образование растворимых комплексных соединений с участием моно- и поливалентных металлов колюматирующих образований;
4. Полифункциональные реагенты. Их растворяющая способность основана на сочетании кислотного и окислительно-восстановительного действия на колюматирующие образования.

Применительно к выделенным типам реагентов были проведены лабораторные исследования по растворению колюматирующих образований. Для выбора необходимых реагентов для обработок скважин были использованы следующие критерии:

1. Реагент должен быть порошкообразным;
2. Реагент должен эффективно растворять железистые колюматирующие образования;
3. Реагент должен взаимодействовать с глинистыми колюматирующими образованиями;
4. Реагент не должен обладать канцерогенными свойствами;
5. Технологический раствор должен предотвращать вторичное осаждение растворенных колюматирующих соединений;
6. Коэффициент коррозионной активности технологического раствора должен быть существенно меньше, чем у раствора соляной кислоты.

4.1. Методика лабораторных исследований

Для оценки растворяющей способности сцементированных дегидратированных железистых соединений, отобранных из прифилтровой зоны скважины Замоскворецкого дренажа, были проведены лабораторные опыты. По данным анализов состава колюматирующих образований, отобранных из прифилтровых зон 4 скважин, химический состав осадков изменяется в следующих пределах (%) : Fe_2O_3 67,25-70,05; FeO 0,63-1, 26 ; Al_2O_3 0,13-1,78 ; MgO 0,17-0.30 ; CaO 5,12-6,82 ; SiO_2 0,08-0,52 ; MnO 0,15-0,31. Потери при прокаливании составляют 10,75-14,28. Минеральный состав этих образований представлен лимонитом $FeOOH$, гетитом $\alpha-FeO(OH)$, кальцитом $CaCO_3$, полиморфным кварцем и иллитом.

В ходе опытов образцы колюматирующих образований взаимодействовали с исследуемым технологическим раствором при встряхивании на шуттель-аппарате в течении 30 минут при температуре 20⁰ С и определяли в фильтрате содержание растворенного железа колориметрическим способом (ΔFe_1). Остаточное содержание железа в образце определяли путем вторичной обработки образца нагретой концентрированной соляной кислотой (37 %) в течении 30 минут . Во вторичном фильтрате также определяли содержание растворенного железа (ΔFe_2) и степень растворения оценивалась как отношение концентраций растворенного железа после обработки технологическим раствором к общей концентрации растворенного железа после двух обработок

$$\frac{\Delta Fe_1}{\Delta Fe_1 + \Delta Fe_2}.$$

Для определения оптимальной концентрации реагента в технологическом растворе в ходе опытов изменяли концентрацию реагента и после построения зависимости изменения степени растворения железистых соединения от концентрации реагента С (%)

$$\frac{\Delta Fe_1}{\Delta Fe_2 + \Delta Fe_1} = f(C)$$

определяли оптимальный диапазон реагента.

Для определения оптимальной температуры в ходе опытов с раствором при оптимальной концентрации производили оценку степени растворения железистых соединений от температуры раствора и по зависимости

$$\frac{\Delta Fe_1}{\Delta Fe_2 + \Delta Fe_1} = f(T^0)$$

определяли оптимальный диапазон температур.

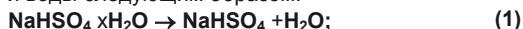
Для оценки способности реагента взаимодействовать с глинистыми колюматирующими образованиями образцы глин массой 2 г обрабатывали растворами объемом 50 мл в статических условиях, после чего отделяли осадок фильтрованием и в фильтрате определяли содержание Si₂O₃ и Al₂O₃.

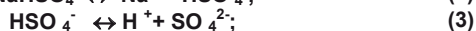
Для определения содержания Si₂O₃ использовали гравиметрический и фотометрический методы, содержание Al₂O₃ о определяли фотометрическим методом с использованием сульфонитразо ДАФ [1,2,3].

4.2. Реагенты кислотного действия

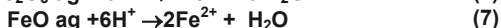
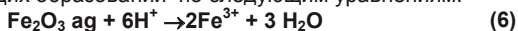
Для растворения железистых колюматирующих соединений установлена эффективность применения порошкообразных реагентов, представленных кислородсодержащими соединениями серы с кислой реакцией среды. К этому виду реагентов относятся бисульфат натрия водный **NaHSO₄х H₂O**, натрий пиросульфат **Na₂S₂O₇** , калий пиросульфат **K₂S₂O₇** и аммоний пероксодисульфат **(NH₄)₂S₂O₈**. При их растворении в воде образуется водный раствор с сильноокислой реакцией (рН≈1), активно взаимодействующий с железистыми колюматирующими образованиями.

Бисульфат натрия водный NaHSO₄ хH₂O. При его растворении в воде происходит гидролиз соли и воды следующим образом:

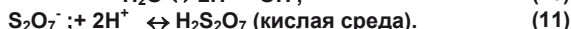
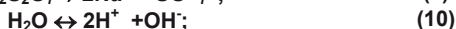
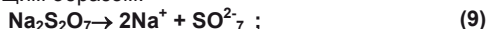




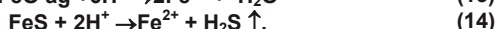
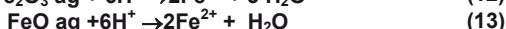
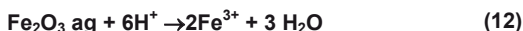
В образовавшемся растворе кислотного действия происходит растворение железистых коагулирующих образований по следующим уравнениям:



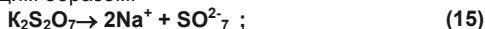
Натрий пиросульфат $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_7$. При его растворении в воде происходит гидролиз соли и воды следующим образом:



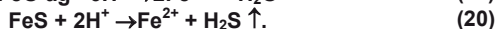
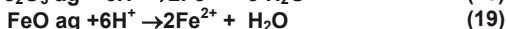
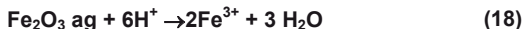
Далее происходит растворение железистых соединений по следующим уравнениям:



Калий пиросульфат $\text{K}_2\text{S}_2\text{O}_7$. При его растворении в воде происходит гидролиз соли и воды следующим образом:



Далее происходит растворение железистых соединений по следующим уравнениям:



Лабораторными исследованиями установлено, что оптимальная концентрация раствора бисульфата натрия водного составляет **8-12% (рис.4.1)** и процесс растворения дегидратированных железистых соединений существенным образом активизируется в диапазоне температур **60-70° С (рис.4.2)**.

Лабораторными опытами установлена также возможность растворения глинистых образцов раствором бисульфата натрия 10 %-ной концентрации. Предварительно проведено определение содержания оксидов кремния и алюминия в самих исследуемых образцах глин (табл. 1).

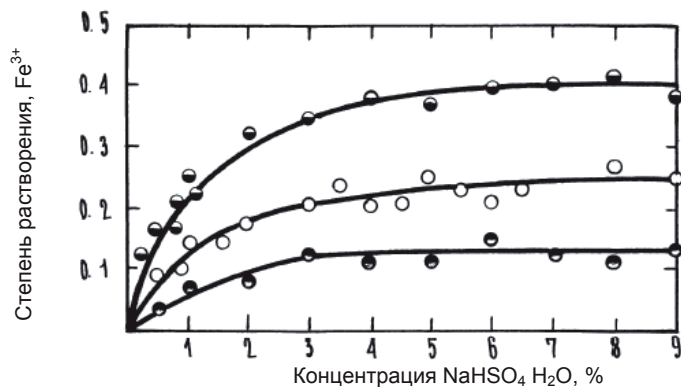


Рис.4.1. Растворимость железистых колюматующих образований в зависимости от концентрации бисульфата натрия водного.

Образцы колюматанта прифилтровых зон.

- - скважина Замоскворецкого дренажа
- - скважина Соколовско-Сарбайского карьера
- ◐ - скважина Горьковского дренажа

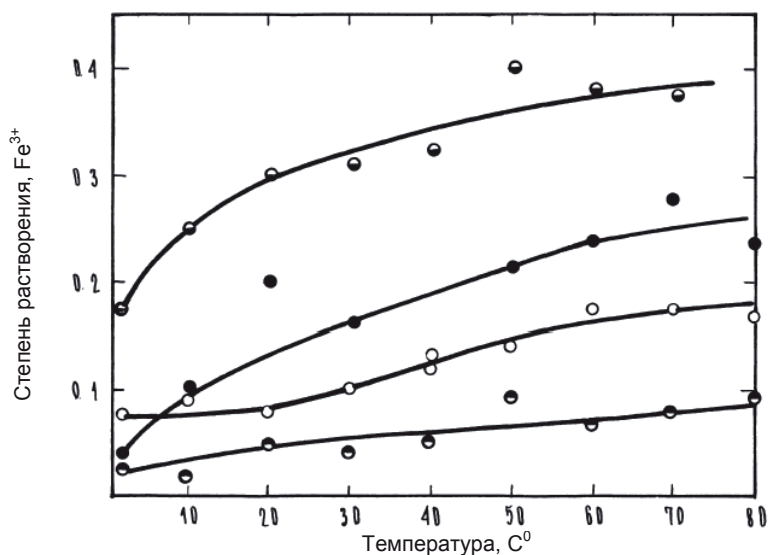


Рис.4.2. Растворимость железистых колюматирующих образований в зависимости от температуры бисульфата натрия водного 8%-ной концентрации.

Образцы колюматанта прифилтровых зон.

- - скважина Замоскворецкого дренажа
- - скважина Тамбовской области
- - скважина Соколовско-Сарбайского карьера
- ◐ - скважина Горьковского дренажа

Таблица 1

Содержание Si_2O_3 и Al_2O_3 в глинах

№	Проба глины	Si_2O_3 , мг / л	Al_2O_3 , мг / л	Сумма, мг/л
1	Каолинит	974,34	259,50	1233,84
2	Монтмориллонит	1012,91	134,75	1147,66
3	Когалымская глина	879,53	194,65	1074,18

Результаты определений содержания алюмосиликатов в растворах бисульфата натрия после обработки представлены в табл. 2.

Таблица 2

Содержание Si_2O_3 и Al_2O_3 в растворе бисульфата натрия 10%-ной концентрации после обработки глин

№	Проба глины	Si_2O_3 , мг / л	Al_2O_3 , мг / л	Сумма, мг/л	Растворение, %
1	Когалымская	95,35	8,31	103,66	9,65
2	Монтмориллонит	216,59	9,44	226,03	19,69
3	Каолинит	91,69	8,31	100,0	8,08

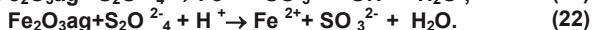
Как видно из представленных данных, в общем случае растворение алюмосиликатов раствором бисульфата натрия в зависимости от типа глины находится в пределах 8,08-19,69 %. При этом образцы глин диспергируются до пелитовой фазы и легко могут быть удалены из скважины при её прокачки.

4.3. Реагенты-восстановители

Среди реагентов-восстановителей для растворения практически полностью дегидратированных соединений железа эффективно применение сильного восстановителя - порошкообразного натрия дитионита **Na₂S₂O₄**. Растворение соединений железа обеспечивается в результате окислительно-восстановительного процесса, происходящего между реагентом и железистыми соединениями.

Сущность этого процесса заключается в том, что реагент-восстановитель в ходе реакции отдает валентные электроны трехвалентному железу в твердой фазе, которое, принимая их, восстанавливается с переходом в растворимую форму. При этом процесс растворения железа происходит в условиях реакции среды, близкой к нейтральной (pH ≈ 7).

Механизм процесса восстановления трехвалентного железа дитионитом натрия в водном щелочном и кислом растворе может быть записан в виде следующих уравнений:



Для определения зависимости окислительно-восстановительного потенциала Eh от концентрации дитионита натрия были проведены опыты с раствором дитионита натрия 0.5-9.0%-ной концентрации. В пределах этих концентраций потенциал Eh исходного раствора изменяется от -151 до -345 мВ (рис.4.3). После взаимодействия раствора с колюматрирующими образованиями в течение 30 минут на шуттель-аппарате раствор приобрел окислительный характер, причем потенциал Eh также проявляет зависимость от начальной концентрации раствора: в 1%-ном растворе после реакции потенциал Eh составил +160 мВ. А в 9%-ном растворе +95 мВ (см. рис.4.3).

Лабораторными опытами установлено, что оптимальная концентрация раствора дитионита натрия составляет **6-8 %**. (рис.4.4). В пределах этих концентраций окислительно-восстановительный потенциал Eh раствора изменяется от **-310 до -335 мВ** при практически нейтральных значениях реакции среды (pH=6.8). Искусственное изменение pH

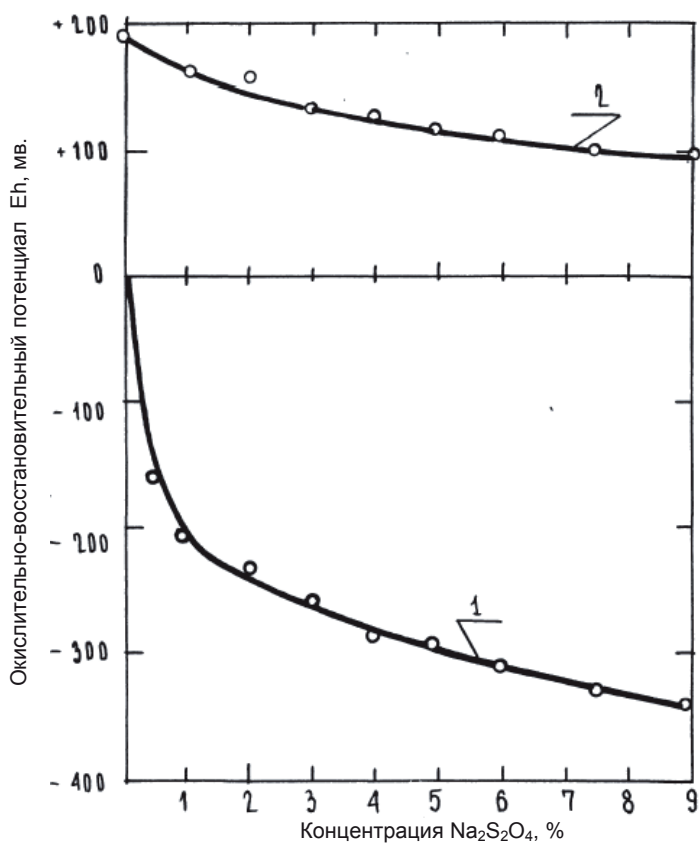


Рис. 4.3. Зависимость окислительно-восстановительного потенциала E_h от концентрации дитионита натрия до обработки кольматирующих образований (1) и после неё (2).

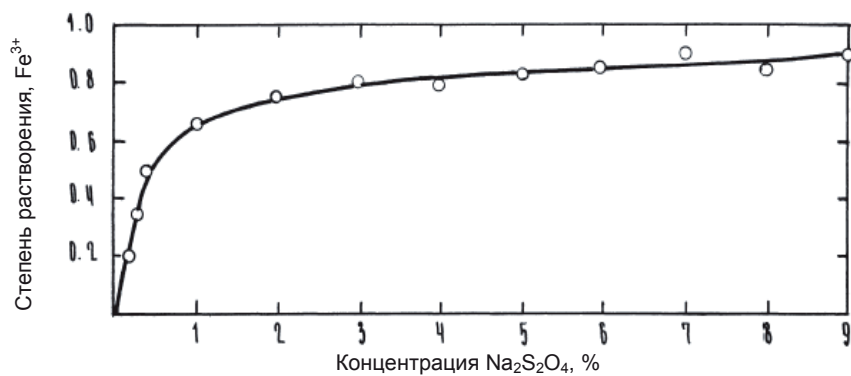


Рис. 4.4. Растворимость железистых кольматирующих образований скважины Замоскворецкого дренажа в зависимости от концентрации дитионита натрия.

раствора концентрацией 6% в область кислых и щелочных значений не интенсифицирует процесс растворения кольматирующих образований (рис.4.5).

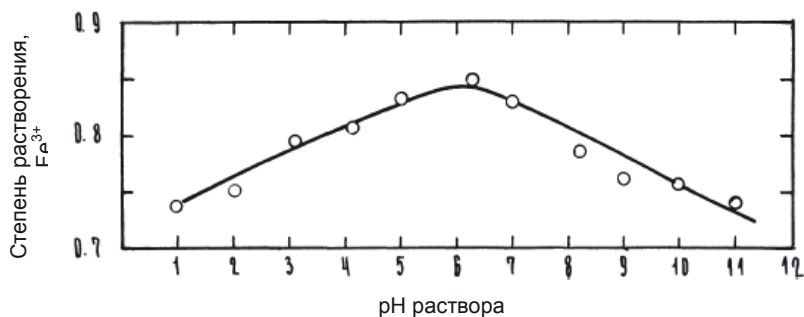


Рис. 4.5. Растворимость железистых кольматирующих образований скважины Замоскворецкого дренажа 6%-ным раствором дитионита натрия в зависимости от величины pH раствора.

Нагрев технологического раствора на основе дитионита натрия не интенсифицирует процесс растворения кольматирующих образований, так как реагент при нагревании технологического раствора разлагается на тиосульфат и пиросульфат натрия с выделением тепла и теряет восстановительные свойства (рис.4.6, 4.7) :

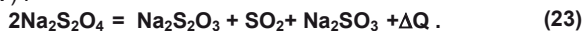


Рис. 4.6. Зависимость окислительно-восстановительного потенциала раствора дитионита натрия 6%-ной концентрации от температуры раствора.

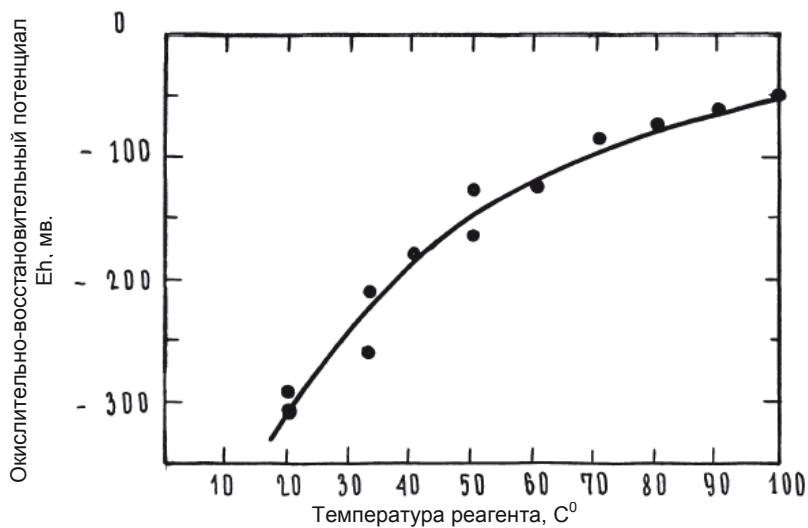
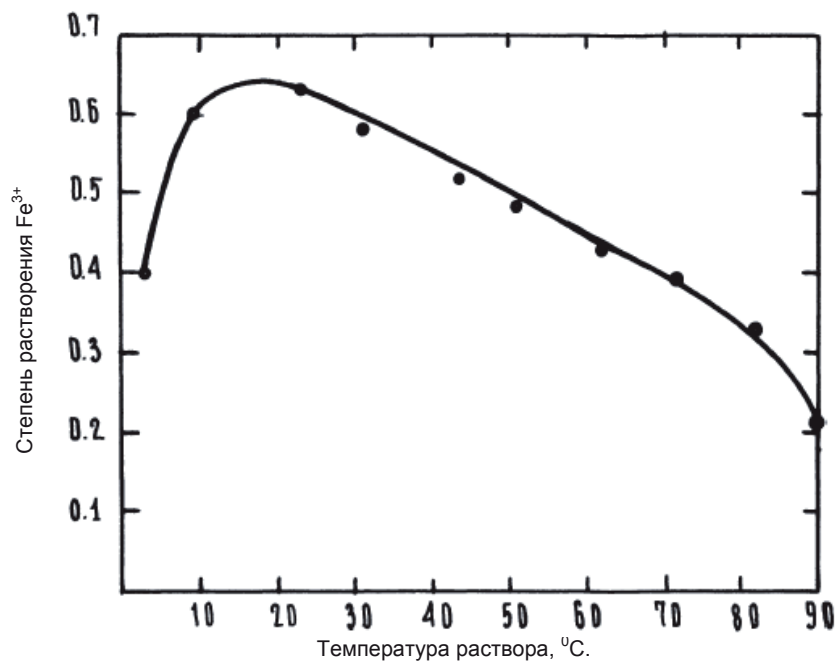
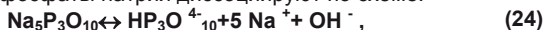


Рис. 4.7. Зависимость степени растворения железистых кольматирующих образований раствором дитионита натрия 6%-ной концентрации (рН=6,5) от температуры раствора.

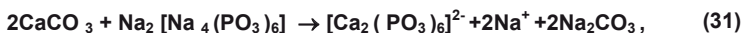
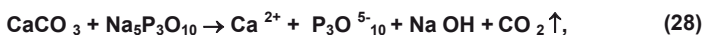
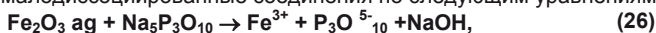


4.4. Реагенты-комплексобразователи

Среди реагентов комплексообразующего действия для обработок скважин известно применение полифосфатов натрия – триполифосфата натрия $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$ и гексаметафосфата натрия $\text{Na}_2[\text{Na}_4(\text{PO}_3)_6]$ [4], В водном растворе полифосфаты натрия диссоциируют по схеме:



и анионы полифосфата связывают катионы железа и кальция в растворимые комплексные малодиссоциированные соединения по следующим уравнениям:



Степень растворения железистых соединений растворами фосфатов очень низкая и использование их для рассматриваемых целей проблематично. Для обоснования оптимальной концентрации полифосфатов при восстановлении дебита скважин были проведены опыты с железистыми колюматирующим соединениями. Степень растворения железистых соединений оценивалась по принятой методике с той разницей, что перед определением растворенного железа в фильтрате растворенный железофосфатный комплекс разрушали кипячением в азотной кислоте.

Результаты опытов представлены на рис.4.8, из которых видно, что оптимальная концентрация растворов полифосфатов составляет 6-8 %.

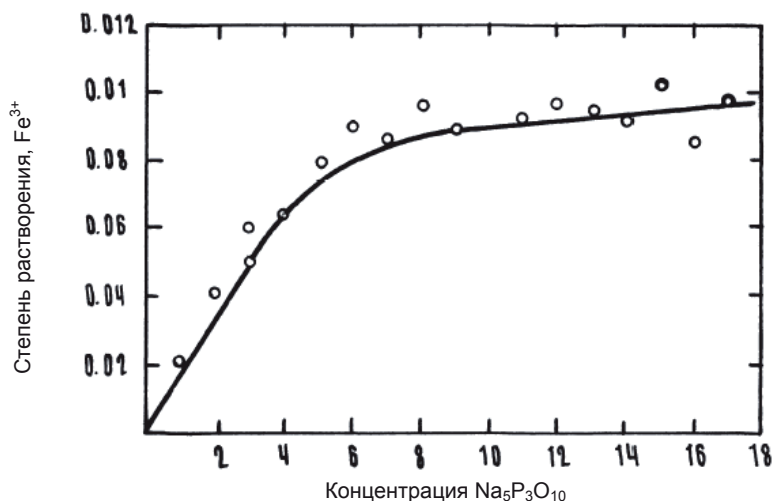


Рис. 4.8. Растворимость железистых коагулирующих образований из прифилтровой зоны скважины Замоскворецкого дренажа в зависимости от концентрации триполифосфата натрия.

Отличительным свойством полифосфатов является их способность стабилизировать водные растворы и предотвращать вторичное осаждение солей при очень низких концентрациях, заведомо недостаточных для связывания осаждающихся катионов в растворимые комплексы. Стабилизирующий эффект такого рода предельно малых добавок связан с процессами адсорбции. Фосфатные анионы адсорбируются на зародышах или растущих кристаллов, блокируют активные центры и тем самым предотвращают выпадение солей в осадок. Это свойство использовано для предупреждения коагуляции растворенных коагулирующих соединений при нейтрализации растворов в ходе обработки.

Для изучения стабилизирующего действия триполифосфата натрия были поставлены опыты по растворению образцов коагулирующих соединений различными реагентами как с добавлением в растворы триполифосфата натрия различной концентрации, так и без него. Затем путем подщелачивания фильтрата вызвали искусственную коагуляцию гидроксида железа с последующим измерением величины pH раствора, при котором гидроксид железа выпадает в осадок. В результате были установлены следующие оптимальные добавки $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$ в различные растворы (%): для соляной кислоты 15-21 %-ной концентрации-0.01; для сульфаминовой кислоты 8%-ной концентрации-0.1; для раствора бисульфата натрия 6%-ной концентрации-0.1; для раствора гидразина солянокислого 8%-ной концентрации-1.0; для раствора дитионита натрия 6%-ной концентрации-1.0. При введении указанных добавок в различные растворы гидроксид железа выпадает в осадок лишь в щелочной среде ($\text{pH} > 10$), что практически не может быть при обработках скважин.

Для оценки возможности восстановления дебита скважин, конструктивные элементы которых неустойчивы лишь в концентрированных кислотах, исследовалась возможность применения подкисленного раствора триполифосфата натрия. Механизм процесса растворения подкисленным раствором полифосфатов натрия сводится к тому, что коагулирующие образования (гидроксид, сидерит и карбонат железа, сульфид железа и кальцит) растворяются полифосфатами натрия в кислой среде, создаваемой соляной кислотой, с образованием растворимых комплексных соединений, что позволяет получить принципиально отличные качественные результаты.

Для обоснования оптимальных концентраций триполифосфата натрия , подкисленного до 5% по HCl , были проведены лабораторные опыты по растворению цементированных дегидратированных железистых соединений. В ходе опытов образцы коагулирующих соединений подвергались воздействию раствора соляной кислоты 5 %-ной концентрации с добавками триполифосфата натрия от 0.01 до 10 %.

Результаты опытов

представлены на **рис.4.9**.

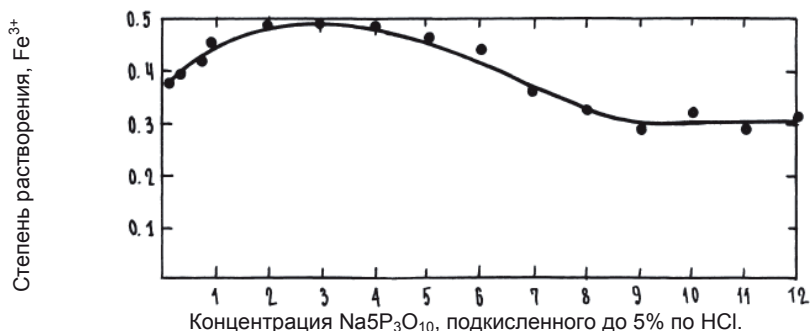


Рис. 4.9. Растворимость железистых коагулирующих образований от концентрации триполифосфата натрия, подкисленного до 5% по HCl.

Как видно из представленных данных, оптимальная концентрация триполифосфата натрия в подкисленном растворе составляет 3 % и дальнейшее ее увеличение в рассматриваемых условиях не увеличивает растворяющую способность раствора из-за действия эффекта высаливания.

Список литературы

1. Пономарев А.И. Методы химического анализа силикатных и карбонатных пород / АН СССР. - М., 1961. -с.21-36.
2. Унифицированные методы исследования качества вод. - М., 1987.- т.1.- с.843 - 850.
3. Ермоленко Л.В., Дедков Ю.М. Фотометрическое определение алюминия в водах реагентом сульфанилазо ДАФ //ЖАХ, 1983, т.43, вып. 6.- с.1030 - 1036.
4. Продан Е.А. , Продан Л.И. , Ермоленко Н.Ф. Триполифосфаты и их применение.- Минск : Наука и техника ,1969-533 с . : ил.

5. ОЦЕНКА ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАСТВОРЕНИЯ КОЛЬМАТИРУЮЩИХ ОБРАЗОВАНИЙ

Основная задача восстановления дебита скважин – извлечение кольматирующих соединений из пористой среды водоносного пласта, гравийной обсыпки и с водопримьных элементов собственно фильтра скважины. Эффективность технологического процесса определяется применяемыми растворителями. Поэтому весьма важны изучение кинетики декольматации фильтров и прифильтровых зон скважин, подбор эффективных реагентов в зависимости от состава кольматирующих соединений, а также разработка технических средств и технологических операций, обеспечивающих интенсификацию процесса декольматации.

При сопоставлении различных технологий, основанных на использовании реагентов, необходима разработка сравнимых критериев, определяющих их эффективность.

В процессе восстановления дебита скважин можно условно выделить три характерных этапа: закачка реагента в скважину, подача его в прифильтровую зону и собственно обработка реагентом прискважинной зоны. Растворение кольматанта происходит в течение всего процесса. Однако для практических расчётов можно ограничиться лишь рассмотрением третьего этапа. Это объясняется следующим образом. При реагентной ванне продолжительность первых двух этапов намного меньше, чем время самой обработки, а при циклической обработки скважины и комбинированных технологиях, включающих использование реагентов, скорость растворения кольматирующих соединений на третьем этапе намного выше, чем на первых двух этапах.

Основные закономерности растворения солей в поровом пространстве гранулярного коллектора описывается системой уравнений:

1. Уравнения фильтрации без учёта упругих свойств жидкости и горной породы:

$$V_{(r)} = - \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (1)$$

$$V_{(r)} = \frac{Q}{2\pi m r};$$

$$\frac{\partial V}{\partial r} = - \frac{\partial n}{\partial t} \quad (2)$$

Здесь V_r – скорость фильтрации, изменяющиеся по координате r ; Q – массовый расход технологического раствора; μ – вязкость жидкости; m – мощность пласта; p – пластовое давление; k – коэффициент фильтрации.

2. Уравнение конвективного массопереноса без учёта диффузионной

составляющей миграции ($Dn_0 \frac{\partial^2 C}{\partial r^2}$).

$$\frac{\partial(VC)}{\partial r} + \frac{\partial(nC)}{\partial t} + \rho_{oc} \frac{\partial b}{\partial t} = 0 \quad (3)$$

Здесь на момент времени t : C - концентрация растворенных колюматирующих соединений; n - пористость коллектора; b – удельный объем колюматирующих соединений; ρ_{oc} – их плотность.

3. Уравнение кинетики растворения

$$\frac{\partial b}{\partial t} = -\frac{\beta\omega}{\rho_{oc}}(C_m - C) \quad (4)$$

Здесь β - коэффициент массопереноса; ω - удельная поверхность растворения колюматирующих соединений; C_m – максимально возможная концентрация растворенных веществ в технологическом растворе в конкретных термодинамических условиях растворения.

Коэффициент массопереноса равен

$$\beta = A \frac{D}{d} + B \left(\frac{D^4}{\nu} \right)^{1/6} \sqrt{\frac{V}{dn}} \quad (5)$$

Здесь D – коэффициент диффузии; d – диаметр заколюматированного зерна; ν - коэффициент кинематической вязкости; A и B – постоянные. Первый член уравнения соответствует растворению в диффузионной области, что соответствует растворению в статических условиях и характерно для способа реагентной ванны. Второй член уравнения описывает массоперенос в условиях движения технологического раствора в пористом коллекторе.

Зависимость коэффициента диффузии от температуры в общем случае имеет экспоненциальный характер и может быть представлено уравнением Аррениуса:

$$D = D_0 \exp \left\{ -\frac{E}{RT} \right\} \quad (6)$$

Здесь E – энергия активации диффузионного процесса; R – газовая постоянная; D_0 – множитель, независимый от температуры ($D_0 = \text{const} \neq f(T^0)$).

Уравнения, определяющие изменение структуры пористой среды в процессе колюматации и обработки технологическим раствором имеют вид [1]:

$$d = d_0 \left[1 + \frac{b}{(1 - n_0)} \right]^{1/3} \quad (7)$$

$$\omega = \omega_0 \left[1 + \frac{b}{(1 - n_0)} \right]^{2/3} \quad (8)$$

Уравнение кинетики растворения (4) с учётом значения коэффициента массопереноса (5) нелинейно и его использование при решении задачи растворения колюматирующих соединений затруднительно. Поэтому, учитывая, что предельный объем удельных отложений редко превышает $0,3n_0$ и принимая во внимание уравнения (7) и (8), определяющие изменения структуры пористой среды во время обработки, уравнение (4) может быть аппроксимировано в следующее обобщенное уравнение кинетики [2,3]:

$$\frac{\partial b}{\partial t} = -\frac{B_i \gamma_i}{\rho_{oc}} \left(\frac{a_i}{\gamma_i} + b \right) (C_{\max} - C) \quad (9)$$

Здесь B_i – коэффициент, зависящий от технологических параметров обработки, a_i , γ_i – некоторые константы, характеризующие вынос кольматанта из пористой среды.

Баланс вещества в обрабатываемой технологическим раствором прискажинной зоне с учетом уравнения фильтрации (2) описывается следующим уравнением:

$$\frac{\partial(nC)}{\partial t} + \rho_{oc} \frac{\partial b}{\partial t} = 0 \quad (10)$$

Уравнение баланса (10) совместно с обобщенным уравнением кинетики растворения (9) представляет замкнутую математическую модель процесса восстановления дебита скважины при различных приемах обработки.

Задача по определению $C(t)$ и $b(t)$ должна решаться при следующих условиях:

$$t=0, b(t) = N_0, C(t) = C_0 \quad (11)$$

где C_0 – концентрация растворенных солей в технологическом растворе перед началом обработки, то есть за первые два этапа; N_0 – начальный объем кольматирующих соединений.

Решение имеет вид

$$B_i \gamma_i t = \frac{\rho_{oc}}{(C_{\max} - \rho_{oc})(A_i - D)} [E_1 \ln\left(\frac{D-b}{D-N_0}\right) - E_2 \ln\left(\frac{A_i+b}{A_i-N_0}\right)], \quad (12)$$

$$C(t) = \frac{\rho_{jc}[N_0 - b(t)] + n_0 C_0}{n_0 - b(t)}, \quad (13)$$

$$\text{Где } A_i = \frac{a_i}{\gamma_i}, D = \frac{(C_{\max} - C_0)n_0 - (\rho_{oc} - C_0)N_0}{C_{\max} - \rho_{oc}}, E_1 = n_0 - D, E_2 = n_0 + A_i.$$

Следует отметить, что выражения (12)-(13) для $C(t)$ и $b(t)$ представляют точное решение поставленной задачи кинетики растворения кольматанта в прискажинной зоне с учётом изменения структуры пористой среды.

При этом предполагается, что изменение пористости в уравнении баланса (10) можно пренебречь. Такое допущение позволяет упростить решение задачи об изменении концентрации раствора и насыщенности его растворенным кольматантом. Это решение для функций $C(t)$ и $b(t)$ при условии, что $C(t)=0$ при $t=0$, имеет вид

$$\frac{C(t)}{C_{\max}} = \frac{1 - e^{-Ft}}{\frac{n_0 C_{\max}}{\rho_{oc}(A_i + N_0)} e^{-Ft}}; \quad (14)$$

$$\frac{b(t)}{N_0} = 1 - \frac{n_0 C_{\max}}{\rho_{oc} N_0} \left[\frac{1 - e^{-Ft}}{1 - \frac{n_0 C_{\max}}{\rho_{oc}(A_i + N_0)} e^{-Ft}} \right]; \quad (15)$$

$$\text{Где } F = \frac{B_i \gamma_i}{n_0} (A_i + N_0) \left[1 - \frac{C_{\max}}{\rho_{oc}(A_i + N_0)} \right] \quad (16)$$

Ошибка, возникающая при использовании уравнений (14)-(15), по сравнению с точным решением (12)-(13) во всём диапазоне изменения функций $C(t)$ и $b(t)$ не превышает 3-5%.

Для практических расчётов целесообразно делать некоторые упрощения исходной математической модели, которые в то же время не нарушают физической сущности процесса. Эти упрощения заключаются в том, что в уравнении баланса (10) пренебрегают изменением пористости (считается, что $p \approx p_{cp}$) и в уравнении кинетики (9) принимают функцию $f(b) = \gamma_i(a_i/\gamma_i + b_{cp})$.

Тогда имеем

$$\rho_{oc} \frac{db}{dt} = -B_i \gamma_i \left(\frac{a_i}{\gamma_i} + b_{cp} \right) (C_{max} - C), \quad (17)$$

$$\rho_{oc} \frac{db}{dt} + n_{cp} \frac{dC}{dt} = 0, \quad (18)$$

где b_{cp} - осреднённый по времени удельный объём кольматанта и $n_{cp} = n_0 \cdot b$ - осреднённая по времени пористость пород прискважинной зоны.

Совместное решение уравнений (17) и (18) при условиях (11) имеет вид

$$\frac{C(t) - C_0}{C_{max} - C_0} = 1 - e^{-\varphi t}, \quad (19)$$

$$\frac{b(t)}{N_0} = 1 - \frac{n_{cp}(C_{max} - C_0)}{\rho_{oc} N_0} (1 - e^{-\varphi t}), \quad (20)$$

где

$$\varphi = \frac{B_i \gamma_i}{n_{cp}} (A_i - b_{cp}). \quad (21)$$

Расчёты по уравнениям (14) и (19) в широком диапазоне изменения входящих в них параметров показывают, что оба уравнения вполне удовлетворительно описывают ход процесса растворения кольматанта при использовании различных реагентов и способов воздействия на процесс. При этом оказалось, что параметр $n_0 C_{max} [(A_i + N_0) \rho_{oc}]$ в уравнении (14) мал и не превышает 0,05. Поэтому ошибка от пренебрежения в знаменателе уравнения (14) членом $n_0 C_{max} e^{F_i} [(A_i + N_0) \rho_{oc}]$ не вызывает больших погрешностей. В этом случае уравнение (14) становится аналогичным уравнению (19) и параметр F в уравнении (14) приблизительно равен параметру φ в уравнении (19). Это позволяет в практических расчётах рекомендовать параметр φ для оценки интенсивности растворения кольматирующих соединений различными технологиями.

Как видно из полученных результатов исследований, величина φ зависит от факторов, определяющих гидродинамическую обстановку процесса растворения кольматанта, вида реагента и его температуры, совокупности физико-химических свойств кольматанта.

Для расчёта параметра φ в процессе обработки отбирают пробы раствора из фильтра скважины, определяют время окончания обработки любым из известных способов. Далее в пробах раствора оценивают текущие значения концентраций растворенного кольматанта и C_{max} , после чего строят зависимости в координатах $\ln = \frac{C_{max} - C_0}{C_{max} - C_t}$ и t и по наклону графика определяют значение φ .

Результаты расчётов параметра растворения кольматанта φ при различных способах реагентной обработки представлены в таблице.

Параметр растворения кольматанта

Район объекта	№ скважины	$C_{\max}-C_0$, г/л	Время полного растворения, мин	Параметр φ , мин ⁻¹
Циклическая реагентная обработка				
Тамбовская область	4737	8.2	74	0.062
	3658	5.8	58	0.079
	4679	5.4	51	0.092
	4702	4.34	50	0.082
Курганская область	6	3.1	48	0.096
Воронежская область	239/71	3.4	56	0.079
Ульяновский вертикальный дренаж	161-A	13.1	72	0.064
	163-2A	5.1	72	0.064
Вертикальный дренаж Краснодарского водохранилища	3	1.2	51	0.09
Циклическая реагентная обработка после пневмоимпульсной обработки				
Тамбовская область	2847	4.5	92	0.05
	43134	3.0	67	0.069
	1684	5.9	6	0.07
	4690	4.9	58	0.08
Киевский водозабор г.Курска	22	1.0	66	0.07
	26	1.8	61	0.076
	37	2.4	61	0.076
	23	1.1	50	0.092
Пневмоимпульсная обработка негерметизированной скважины				
Тамбовская область	2245	0.8	256	0.018
	1032	0.9	190	0.025
	1235	0.3	144	0.032
Обработка ЭГУ в реагенте				
Челябинская область	4	4.0	159	0.029
Водозаборы г.Минска	26	7.3	214	0.0215
	28	6.02	184	0.025
	31	10.0	144	0.032
Виброреагентная обработка				
Киевский водозабор г.Курска	47	3.45	48	0.097
Водозабор г.Комсомольска	5	16.4	120	0.038
	7	10.5	110	0.046
	10	18.1	80	0.062
	12	11.1	130	0.0305
Вертикальный	44	15.5	60	0.085
	135	2.8	62	0.075

дренаж Краснодарского водохранилища	137	0.5	105	0.044
	144	0.7	62	0.075
Реагентная ванна с нагревом ТЭНом				
Тамбовская область	51273	4.95	80	0.057
	55821	7.4	110	0.042
Вертикальный дренаж Краснодарского водохранилища	90	0.42	75	0.061
Реагентная ванна с термохимическим нагревом				
Вертикальный дренаж Краснодарского водохранилища	87	0.2	70	0.067
	88	0.73	70	0.067
	89	1.05	60	0.076

При циклической реагентной обработке скважин предварительная их обработка пневмоимпульсом параметр φ существенно не меняет. Сравнительно близкие значения этого параметра были достигнуты при реагентной ванне с термохимическим нагревом реагента и виброреагентной обработке. Применение пневмоимпульсной обработки и обработки ЭГУ в реагенте существенным образом не интенсифицирует процесс растворения кольматанта, что объясняется дискретным воздействием импульса вдоль фильтра.

Список литературы

1. Кинетика растворения кольматанта в прифилтровых зонах скважин. Алексеев В.С., Коммунар Г.М., Гребенников В.Т.//Труды института «ВОДГЕО».-Вып. 52.- С.15 – 18
2. Исследования гидродинамических и кинетических особенностей растворения кольматанта в прифилтровых зонах скважин. Алексеев В.С., Коммунар Г.М., Гребенников В.Т.//Труды института «ВОДГЕО».- Вып.70.- С.30-33
3. Алексеев В.С., Гребенников В.Т. Восстановление дебита водозаборных скважин.-М.: Агропромиздат, 1987.-239с.:ил

6. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ РАСТВОРОВ

Исследования коррозионной активности растворов на основе порошкообразных реагентов и соляной кислоты по отношению к стальным пластинам проводились в автоклавной установке консистиметра КЦ-3. Опыты выполнялись при температуре 20⁰ С. Время выдержки образца в установке составляло 2,5 часа. В качестве исследуемых образцов использовали стальные пластины, изготовленные из стали марок «Д», «К», «№-80». Перед опытами образцы очищались от продуктов коррозии, до и после проведения опытов образцы помещались для обезжиривания на 0,5 часов в бензол, высушивались при температуре 95⁰ С до постоянного веса.

Результаты опытов представлены в табл.6.1.

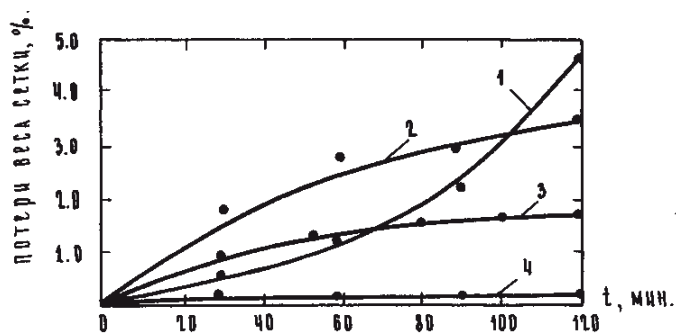
Таблица 6.1
Коэффициент коррозии технологических растворов

№ опыта	Состав раствора	Марка стали	Коэффициент коррозии , Кг/м ² час
1	HCl ,15 %	Д	0,804199
2	«	К	0,723953
3	«	№-80	0,512098
4	Na ₂ S ₂ O ₄ ,6 %	Д	0,366386
5	«	К	0,162558
6	«	№-80	0,259042
7	HCl ,5 % + Na ₅ P ₃ O ₁₀ , 3%	Д	0,270342
8	«	К	0,243844
9	«	№-80	0,174753
10	NaHS O ₄ H ₂ O, 10 %	Д	0,194398
11	«	К	0,162558
12	«	№-80	0,119002

Как видно из представленных данных, коэффициент коррозии исследуемых растворов по отношению к стальным пластинам существенно меньше, чем у раствора соляной кислоты: у раствора бисульфата натрия в 4,4 раза, у подкисленного раствора триполифосфата натрия в 3 раза, у раствора дитионита натрия в 2 раза.

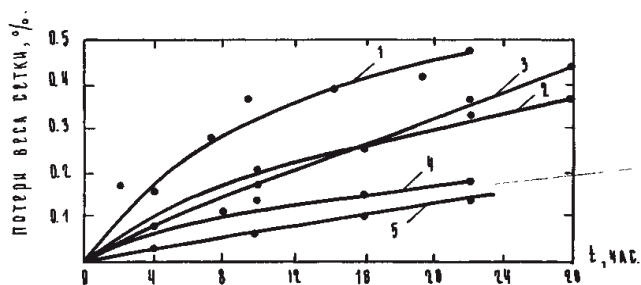
В ходе лабораторных опытов была исследована коррозионная устойчивость латунной сетки галунного плетения в растворах дитионита натрия, бисульфата натрия и триполифосфата натрия в сопоставлении с соляной кислотой. Перед началом опытов образцы латунной сетки высушивали в термостате при температуре 105⁰С до постоянного веса (около двух часов). После обработки образцы промывались и вновь высушивались аналогичным образом, после чего определяли весовые потери. В опытах с латунной сеткой моделировали гидродинамические условия путем встряхивания на шуттель -аппарате (модель циклической обработки скважины) и статические условия (модель реагентной ванны).

Результаты опытов представлены на рис. 5.1 и 5.2 .



1-15% HCl; 2- 8% Na₂S₂O₄; 3- 10% N₂H₄·2HCl; 4- 8% NaHSO₄·H₂O.

Рис. 5.1. Весовые потери латунной сетки при взаимодействии с растворами при встряхивании на шуттель-аппарате (модель циклической обработки скважины)



1- 8% Na₂S₂O₄; 2- 25 % HCl; 3- 15 % HCl; 4- 8 % NaHSO₄·H₂O; 5- 8 % Na₅P₃O₁₀.

Рис. 5.2. Весовые потери латунной сетки при взаимодействии с растворами (моделирование реагентной ванны).

Из полученных данных следует, что вне зависимости от способа обработки весовые потери латунной сетки в растворе дитионита натрия сопоставимы с весовыми потерями сетки в растворе соляной кислоты. Наименьшие весовые потери латунной сетки у растворов бисульфата и триполифосфата натрия.

7. ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ РЕАГЕНТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

По результатам лабораторных исследований для реагентной обработки скважины разработаны следующие составы растворов:

1. NaHSO_4 , 8-10% + $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$, 0,1%
2. $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_4$, 6-8 % + $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$, 1%
3. HCl , 5 % + $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$, 3%

Основными технологическими операциями реагентной обработки скважин являются:

1. Выбор необходимого раствора для обработки скважины и определение его достаточного объема.
2. Создание в прифилтровой зоне возвратно-поступательного движения технологического раствора.
3. Определение достаточного времени обработки скважины.
4. Интенсификация процесса растворения колюматизирующих образований за счет нагрева раствора.
5. Определение продолжительности прокачки скважины после обработки.

Выбор необходимого для обработки водозаборной скважины производится в зависимости от устойчивости конструктивных элементов фильтра и преобладающего состава колюматизирующих образований (табл.7.1).

Таблица 7.1

Условия применения технологических растворов

Показатели	№ 1	№ 2	№ 3
Фильтровые элементы устойчивы в кислоте	+	+	+
Фильтровые элементы устойчивы в разбавленной кислоте	+	+	+
Фильтровые элементы неустойчивы в кислоте		+	
Наличие глинистых образований после бурения скважины	+		
Наличие гидроксидов железа	+	+	+
Наличие сульфидов железа	+		+
Наличие карбонатов > 30 %			+

+ -технологический раствор может применяться;

■ - применение технологического раствора противопоказано.

При отсутствии данных о химическом или минералогическом составе колюматизирующих образований наличие соединений сульфида железа оценивают органолептическим методом следующим образом. Отбирают пробу осадка из электропогружного насоса и растворяют её соляной или уксусной кислотой. Наличие специфического запаха выделяющихся газов свидетельствует о выделении сероводорода при растворении сульфидов железа.

Объем раствора для обработки скважин определяется исходя из следующих условий:

- отстойник и фильтр скважины должны быть заполнены раствором;
- при растворении **глинистых и железистых** колюматизирующих соединений объем раствора, подаваемый в пласт, должен рассчитываться из дальности подачи раствора в пласт на расстояние 0,5 м от стенки фильтра;
- при растворении **железистых** колюматизирующих соединений объем раствора, подаваемый в пласт, должен рассчитываться из дальности подачи раствора в пласт на расстояние 0,3 м от стенки фильтра.

Объем раствора определяют по следующей зависимости:

$$V = \frac{\pi d^2}{4} \cdot (L_{\phi} + L_{омс}) + \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d^2) \cdot n \cdot L_{\phi}.$$

Здесь V – объем раствора, м³; d – диаметр фильтра, м; D – диаметр обрабатываемой прифильтровой зоны, м; L_{ϕ} – длина фильтра, м; $L_{омс}$ – длина отстойника, м; n – пористость водоносного горизонта, доли ед.

Исходя из основных теоретических положений кинетики растворения неорганических соединений в пористых средах, процесс растворения колюматизирующих соединений существенным образом может быть интенсифицирован за счет создания возвратно-поступательного движения раствора в заколюматизированной прифильтровой зоне.

Возвратно-поступательные движения раствора в заколюматизированной прифильтровой зоне создаются путем периодической подачи сжатого воздуха в герметизированную скважину или ее периодическим вакуумированием.

При использовании сжатого воздуха для создания возвратно-поступательного движения в заколюматизированной зоне воздух в герметизированный ствол скважины подают до 2 атм, что фиксируют по манометру. В таком положении скважину выдерживают 10-15 минут, после чего скважину разгерметизируют на 5-10 минут. Далее цикл повторяют. При постановке датчика уровня жидкости в стволе скважины на расстояние, не превышающее длину фильтра, время разгерметизации скважины определяют по срабатыванию датчика уровня. Аналогичным образом производят и вакуумирование скважины.

Общая продолжительность обработки скважины определяется кинетикой растворения колюматизирующих образований, гидродинамическими, температурными условиями процесса растворения и начальной водопроницаемостью заколюматизированной зоны. Недостаточная продолжительность реагентной обработки не обеспечивает полное удаление колюматизирующих образований из прифильтровой зоны. Нецелесообразно также проводить обработку скважины со временем больше, чем требуется на самом деле.

Для условий обработки скважин как циклическим методом, так и методом реагентной ванны разработаны способы контроля за ходом обработки скважины, позволяющие достоверно определять достаточное время обработки каждой конкретной скважины при совмещении контрольных операций с технологическими. Правомерность применения разработанных технологической операции за ходом реагентной обработки скважины подтверждают результаты полевых экспериментов.

При циклической обработке скважины в качестве контрольного показателя принят коэффициент фильтрации прифильтровой зоны, зависящий, в свою очередь, от насыщенности порового пространства колюматизирующими образованиями. На этом и основана технологическая операция, позволяющая

достоверно определять достаточное время создания возвратно-поступательного движения раствора в закольматированной зоне каждой конкретной скважины. Эта операция реализуется следующим образом.

При подачи сжатого воздуха в герметизированный ствол скважины фиксируют время движения уровня жидкости от статического на расстояние, не превышающее длину фильтра, что контролируют при помощи датчика уровня. После этого скважину разгерметизируют, уровень жидкости в стволе скважины поднимается до статического, скважину вновь герметизируют и цикл повторяют.

При стабилизации времени задавливания, фиксируемого в каждом цикле, возвратно - поступательное движение раствора прекращают. Стабилизация измеренных значений времени свидетельствует о предельно возможном уменьшении насыщенности порового пространства кольматирующими образованиями в конкретных условиях и целесообразности прекращения такого рода обработки.

Правомерность применения такого рода технологической операции за ходом реагентной обработки скважины подтверждают результаты полевых экспериментов. В ходе реагентных обработок скважин в различных гидрогеологических условиях в каждом цикле фиксировали время восстановления уровня жидкости, определяли коэффициент фильтрации при фильтровой зоны и специальным батометром из фильтра скважины отбирали пробу раствора для определения содержания растворенных железистых кольматирующих образований. Результаты опытов представлены на рис. 7.1 -7.24.

Ульяновский дренаж Скважина № 161 А

Изменение коэффициента фильтрации прискважинной зоны во времени при обработке скважины

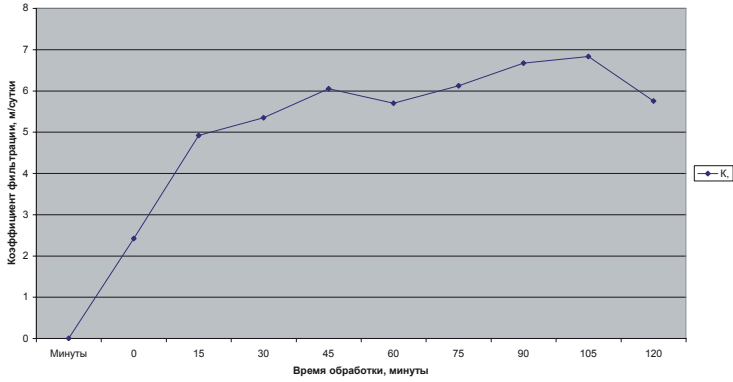


Рис.7.1

Зависимость времени восстановления уровня от времени обработки

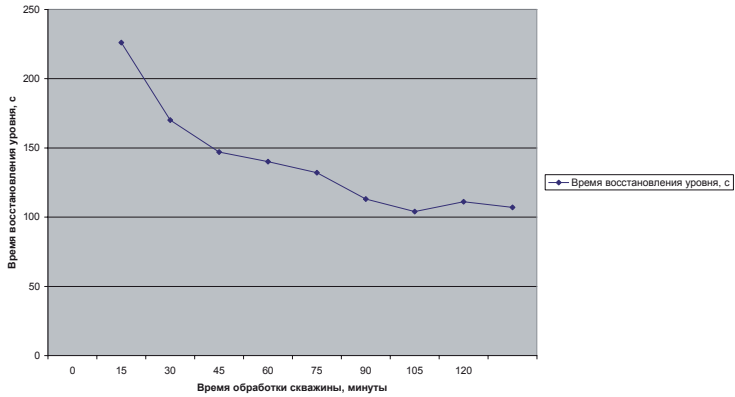


Рис.7.2

Зависимость содержания растворённого железа от времени обработки скважины

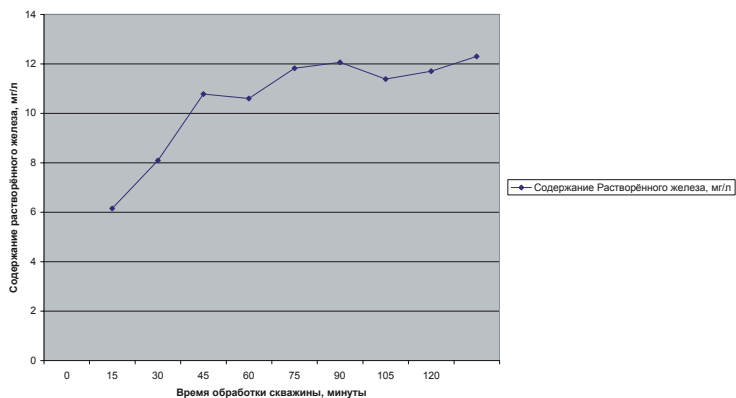


Рис.7.3

Скважина 163 А

Зависимость изменения коэффициента фильтрации от времени обработки

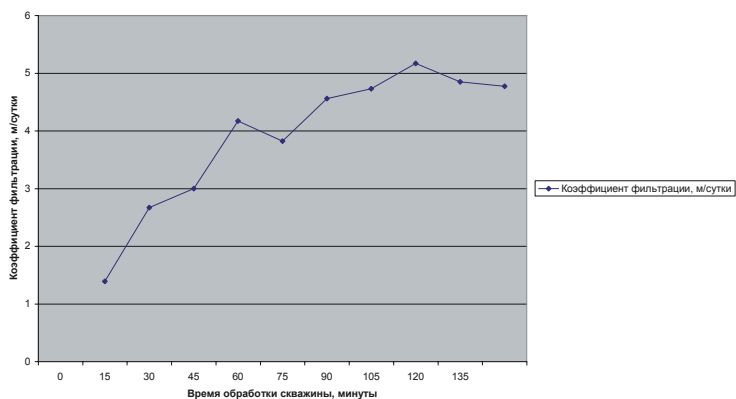


Рис.7.4

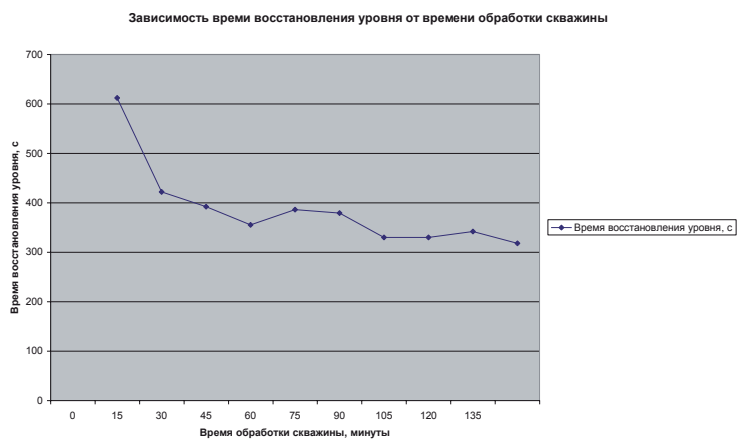


Рис.7.5

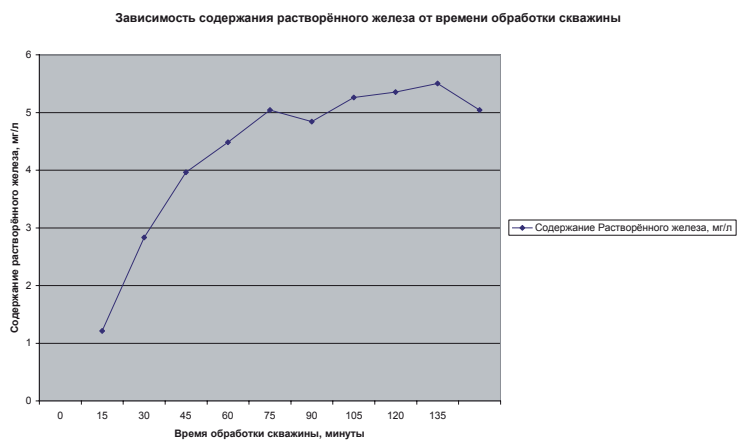


Рис.7.6

Киевский водозабор г.Курска

Скважина №22

Зависимость времени восстановления уровня от времени обработки скважины

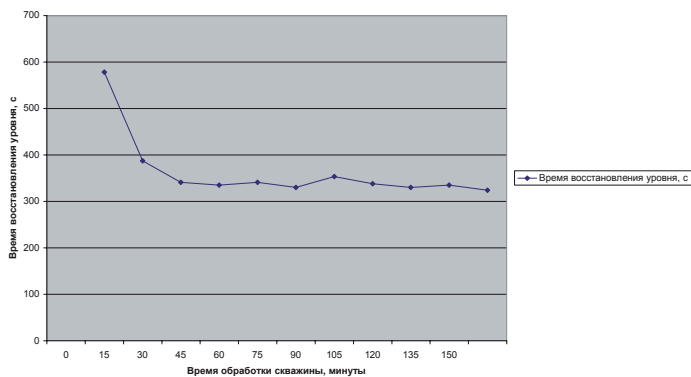


Рис.7.7

Зависимость растворённого железа от времени обработки скважины

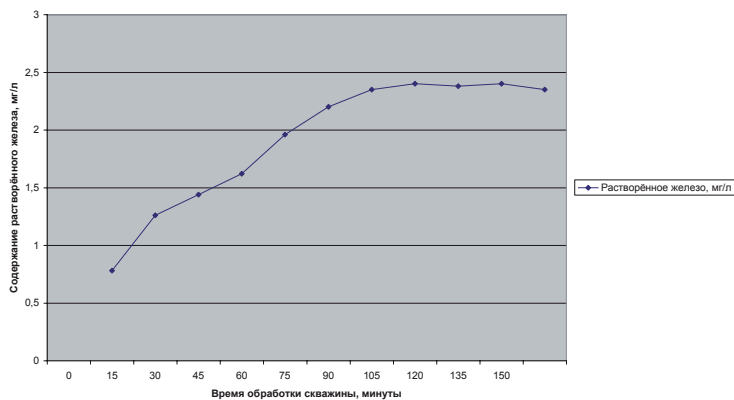


Рис.7.8

Скважина № 23

Зависимость времени восстановления уровня от времени обработки скважины

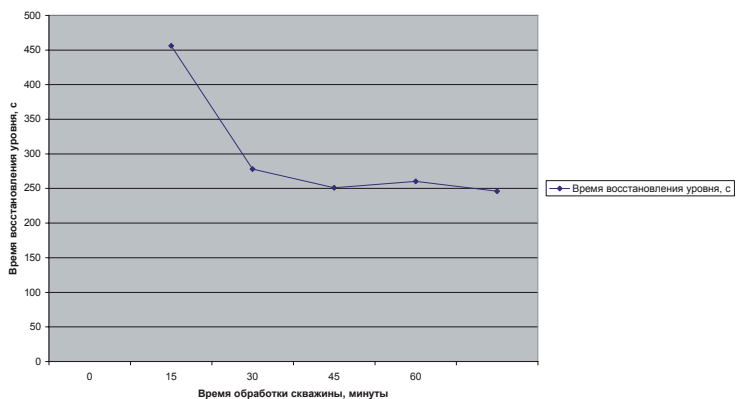


Рис.7.9

Зависимость растворённого железа от времени обработки скважины

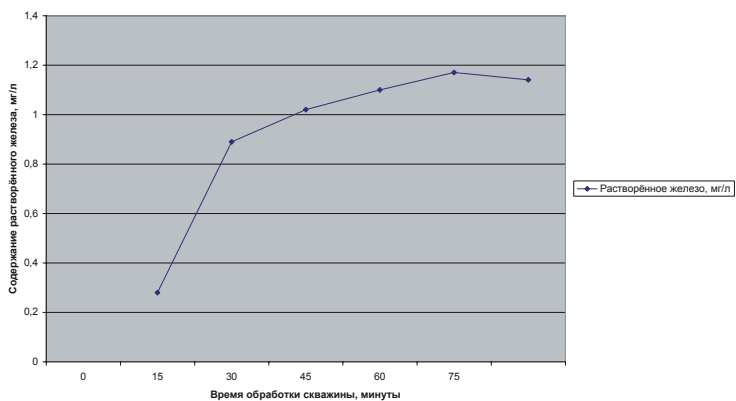


Рис. 7.10

Скважина № 37

Зависимость времени восстановления уровня от времени обработки скважины

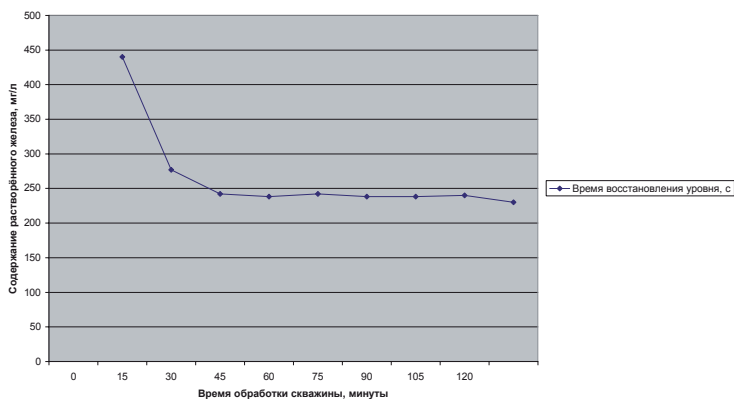


Рис. 7.11

Зависимость содержания растворённого железа от времени обработки скважины

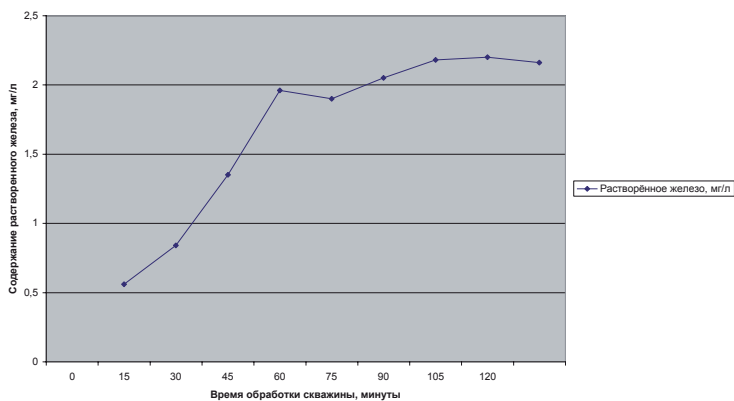


Рис. 7.12

Объекты сельскохозяйственного водоснабжения на территории Башкортостана

Скважина № 7/2987

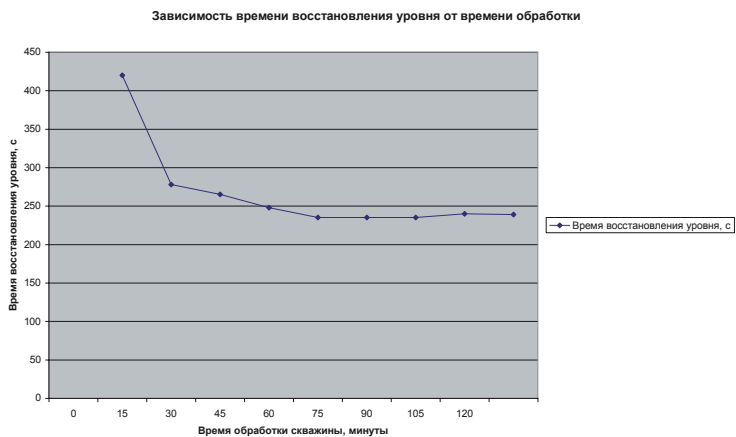


Рис.7.13

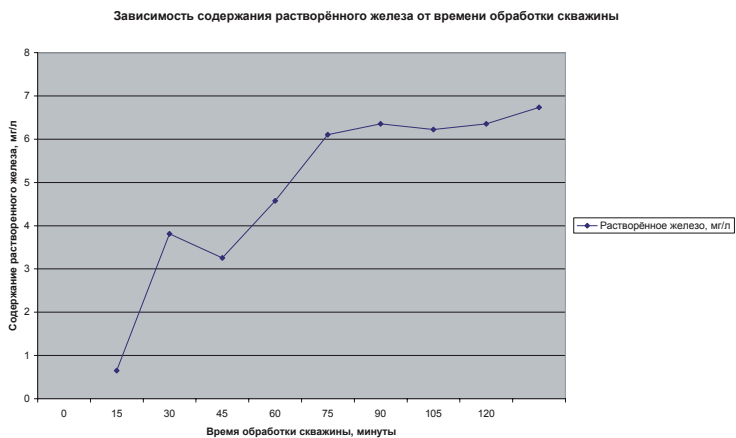


Рис.7.14

Скважина №2/1635

Зависимость времени восстановления уровня от времени обработки скважины

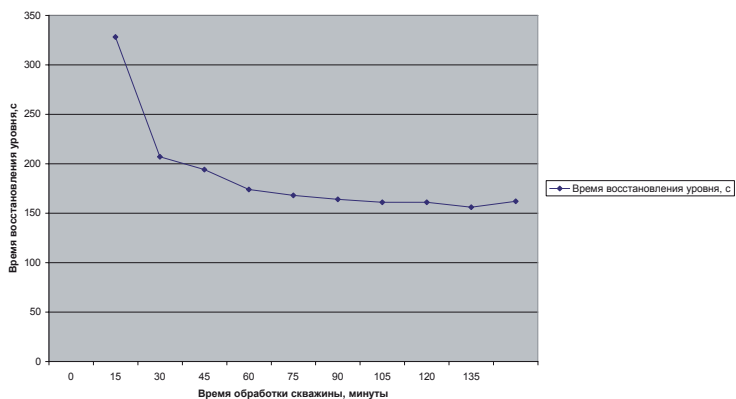


Рис.7.15

Зависимость растворённого железа от времени обработки скважины

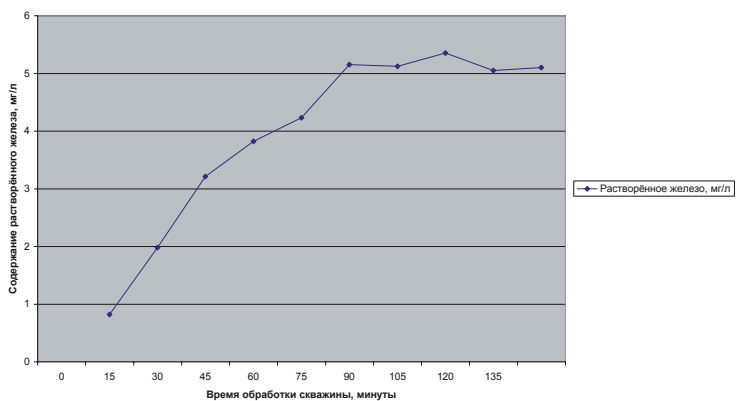


Рис.7.16

Скважина № 8/2880

Зависимость времени восстановления уровня от времени обработки скважины

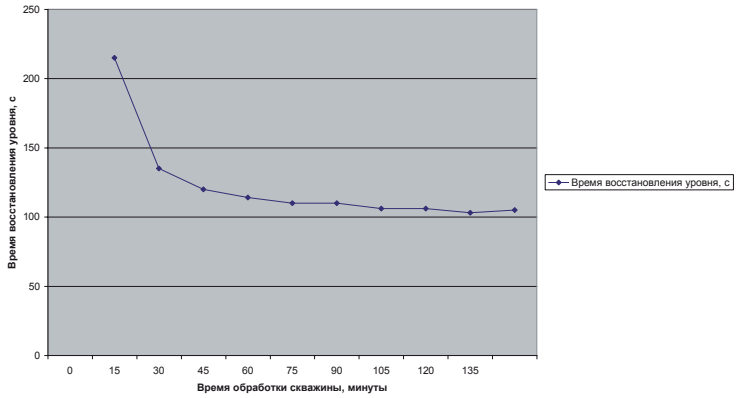


Рис.7.17

Зависимость растворённого железа от времени обработки скважины

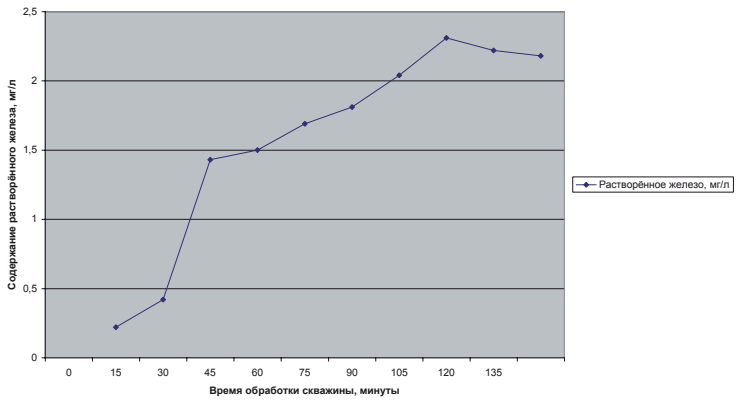


Рис.7.18

Скважина № 4/4315

Зависимость время восстановления уровня от времени обработки скважины

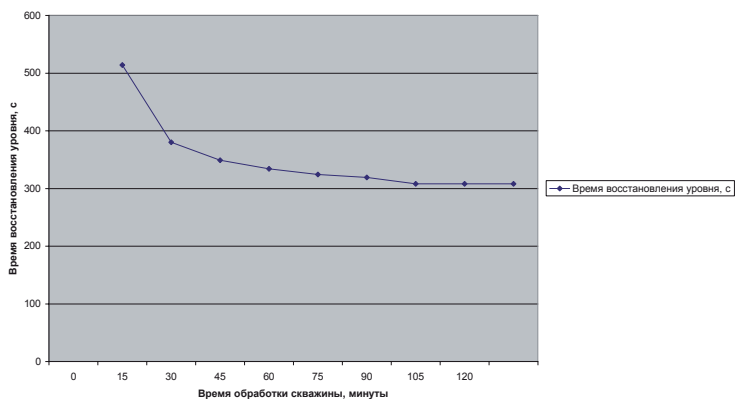


Рис.7.19

Зависимость содержания растворённого железа от времени обработки скважины

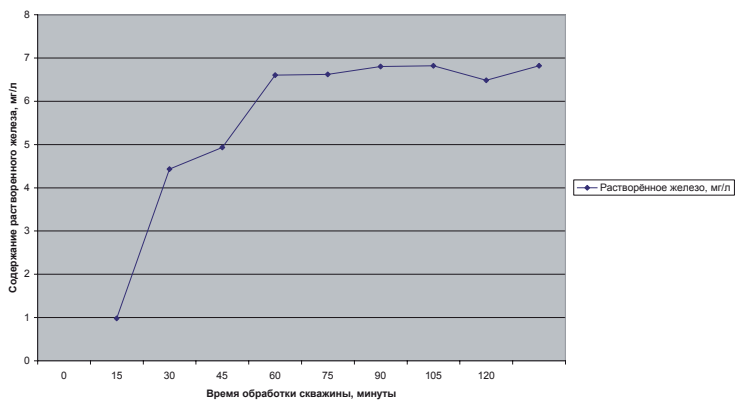


Рис.7.20

Скважина № 2585

Зависимость времени восстановления уровня от времени обработки скважины

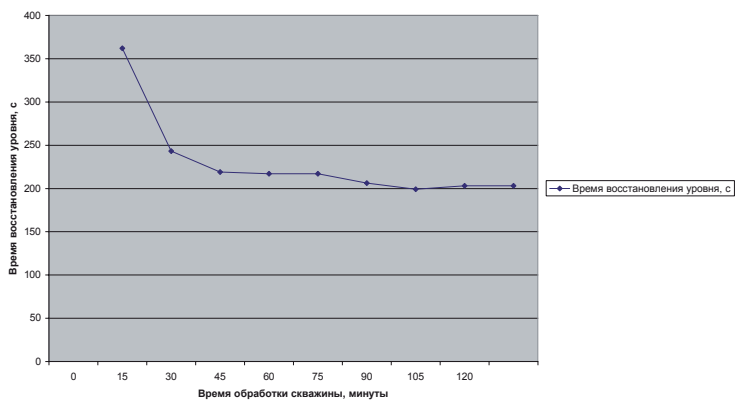


Рис.7.21

Зависимость содержания растворённого железа от времени обработки скважины

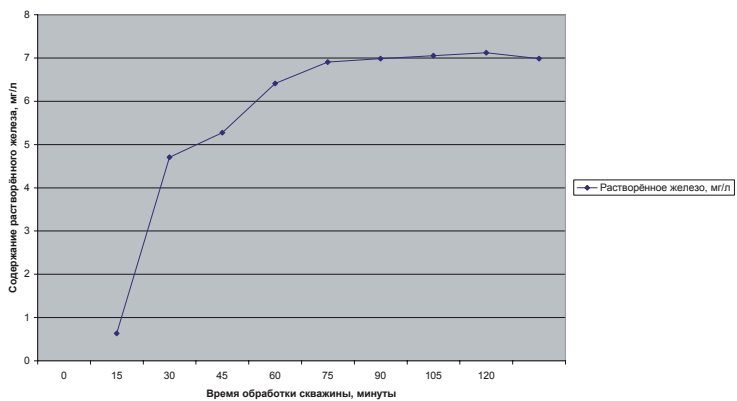


Рис.7.22

Скважина № 2474

Зависимость времени восстановления уровня от времени обработки скважины

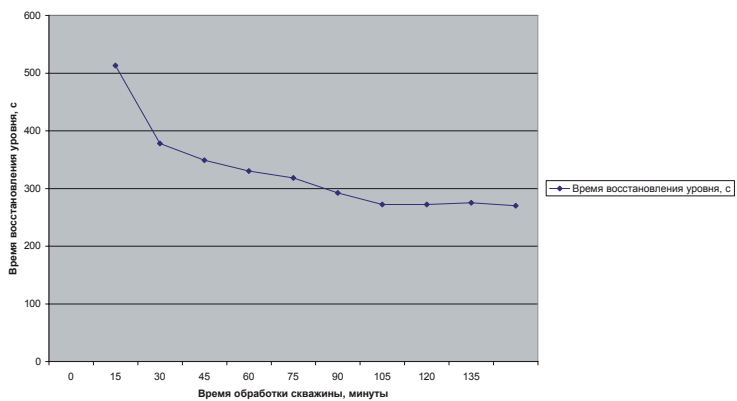


Рис.7.23

Зависимость содержания растворённого железа от времени обработки скважины

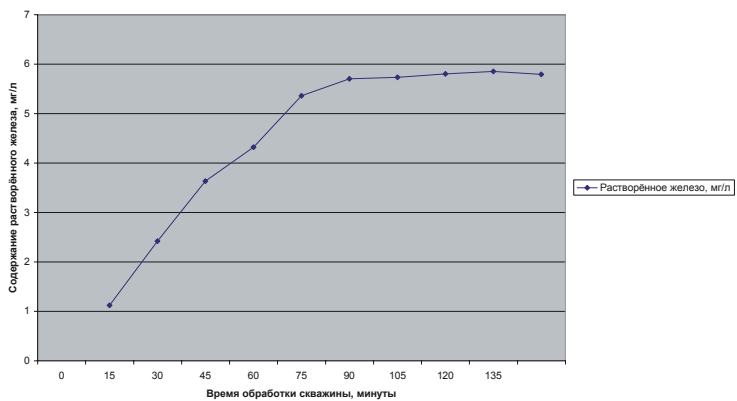


Рис.7.24

Как видно из представленных данных, стабилизация времени движения уровня жидкости в стволе скважины, как и коэффициента фильтрации прифильтровой зоны в общем случае соответствует стабилизации концентрации растворенных железистых кольматирующих образований. Достоинством этого способа контроля за ходом обработки заключается в совмещении технологических и контрольных операций.

Как установлено практикой, в общем случае возвратно- поступательное движение технологического раствора в закольматированной прифильтровой зоне производят от 2 до 4 часов.

В качестве важных контролирующих параметров за ходом обработки и целесообразности ее окончания можно принимать сведения об изменении физических и химических свойств реагента. Так на многих объектах успешно апробирован способ контроля за окончанием обработки оценкой времени стабилизации электрического сопротивления раствора, измеряемого в фильтре скважины. Растворы обладают определенным электрическим сопротивлением, которое при отсутствии растворенных кольматирующих образований зависит от степени диссоциации молекул реагента и воды, изменяющихся с температурой. При растворении кольматирующих образований электрическое сопротивление раствора уменьшается в зависимости от его насыщенности растворенными соединениями.

Контроль за ходом обработки осуществляют следующим образом. При монтаже оборудования для обработки скважины в фильтре скважины на кабеле устанавливают датчик для замера электрического сопротивления раствора и в ходе обработки периодически производят замеры электрического сопротивления раствора. При стабилизации измеряемых значений обработку скважины прекращают.

В качестве примеров на рис.7.25-7.31 приведены данные о стабилизации электрического сопротивления раствора при циклической обработке скважин сельскохозяйственного водоснабжения Тамбовской области.

Скважина №3241

Зависимость электрического сопротивления раствора от времени обработки скважины

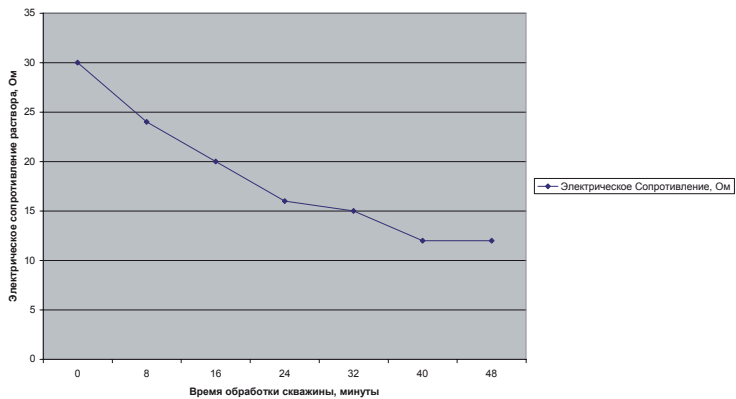


Рис.7.25

Скважина №3452

Зависимость электрического сопротивления от времени обработки скважины

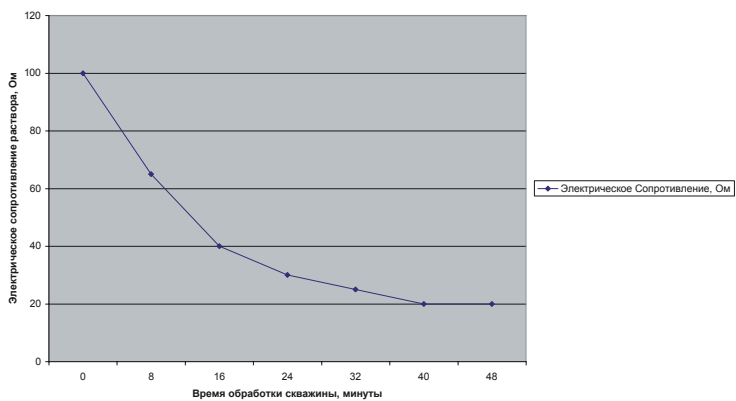


Рис.7.26

Скважина №6493

Зависимость электрического сопротивления раствора от времени обработки скважины

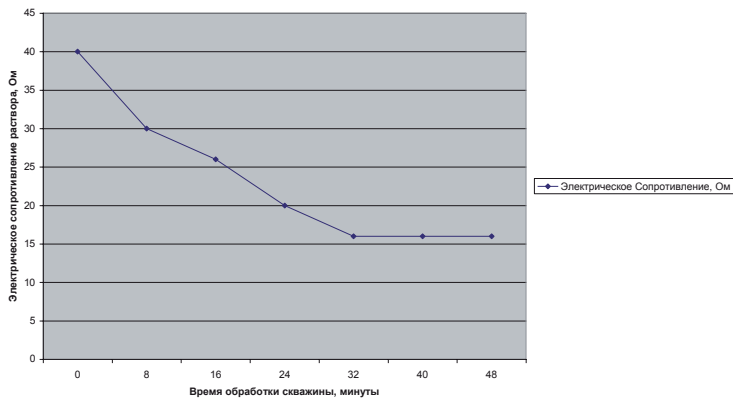


Рис.7.27
Скважина №5485

Зависимость электрического сопротивления от времени обработки скважины

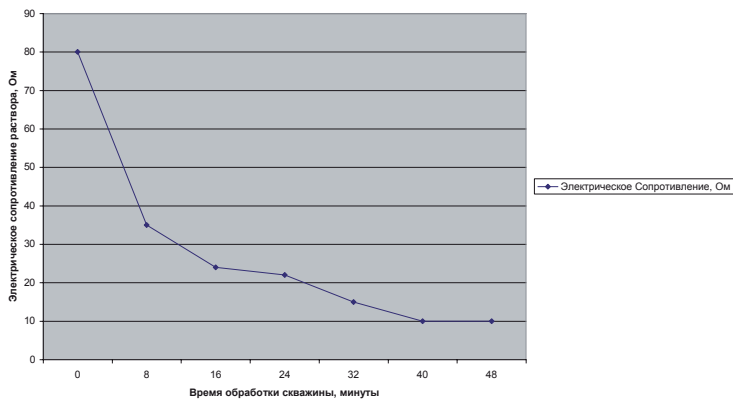


Рис. 7.28

Скважина №3438

Зависимость электрического сопротивления раствора от времени обработки скважины

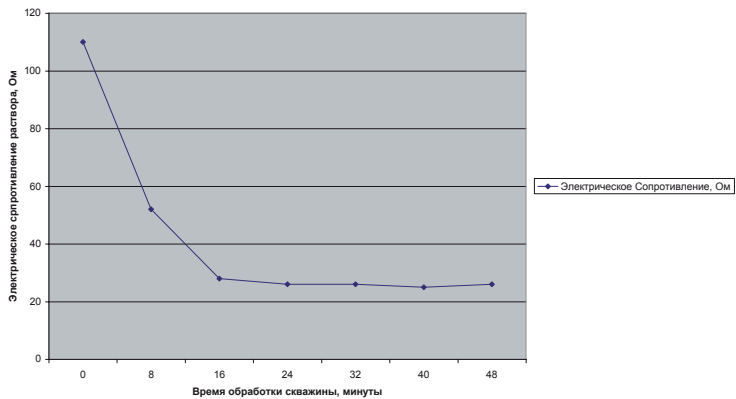


Рис.7.29

Скважина № 2317

Зависимость электрического сопротивления раствора от времени обработки скважины

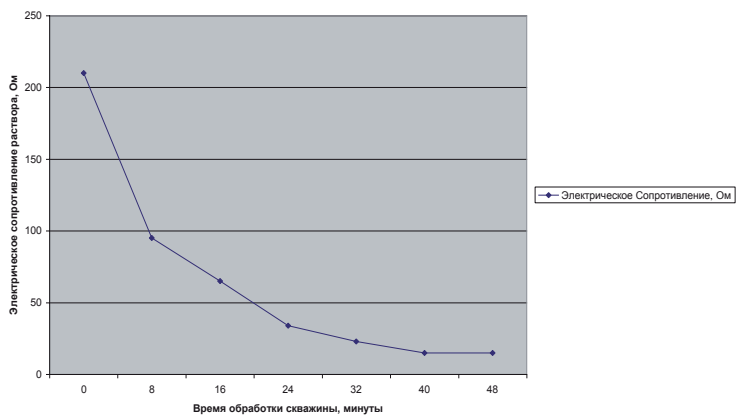


Рис.7.30

Скважина №4690

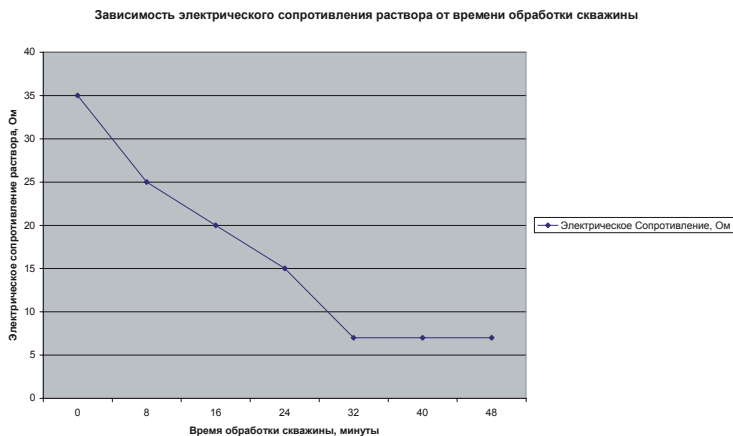


Рис.7.31

Ход реагентной обработки скважин растворами кислотного действия можно также контролировать с помощью полевых рН-метров. Стабилизация измеряемой величины рН раствора также свидетельствует об окончании реакции между кольматирующими соединениями и реагентом кислотного действия. Характерные данные по изменению рН раствора соляной кислоты в процессе циклической обработки скважин сельскохозяйственного водоснабжения Тамбовской области приведены на рис. 7.32-7.38.

Скважина № 2847

Зависимость pH раствора от времени обработки скважины

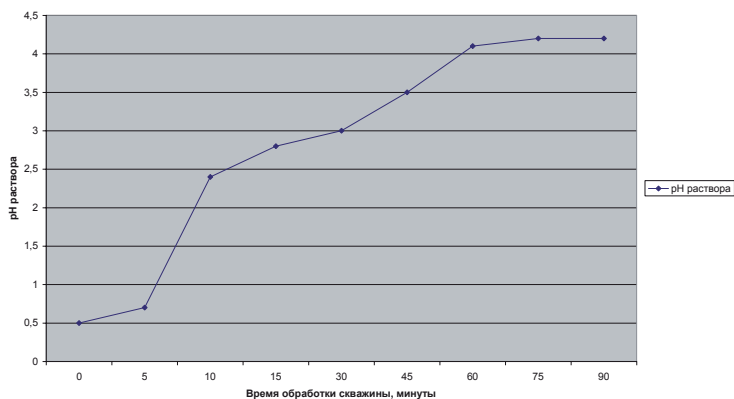


Рис.7.32

Скважина № 43134

Зависимость pH раствора от времени обработки скважины

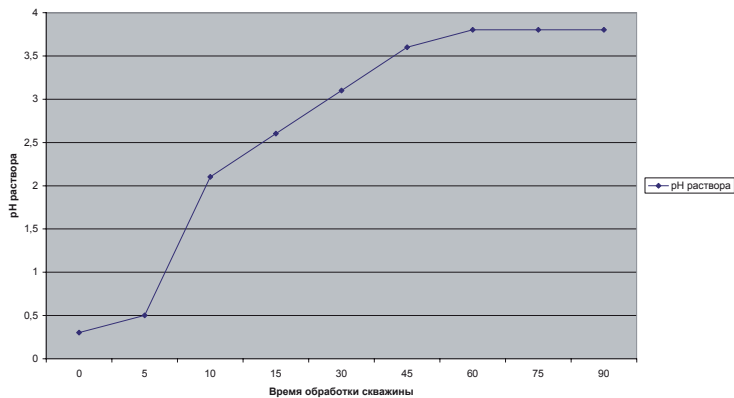


Рис.7.33

Скважина № 4679

Зависимость pH раствора от времени обработки скважины

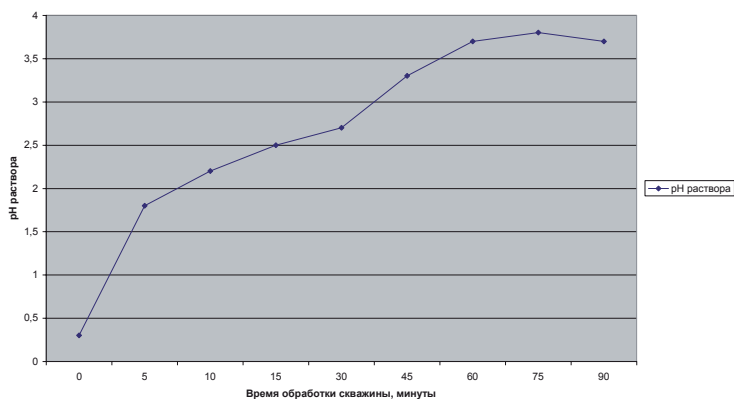


Рис.7.34
Скважина № 4904

Зависимость pH раствора от времени обработки скважины

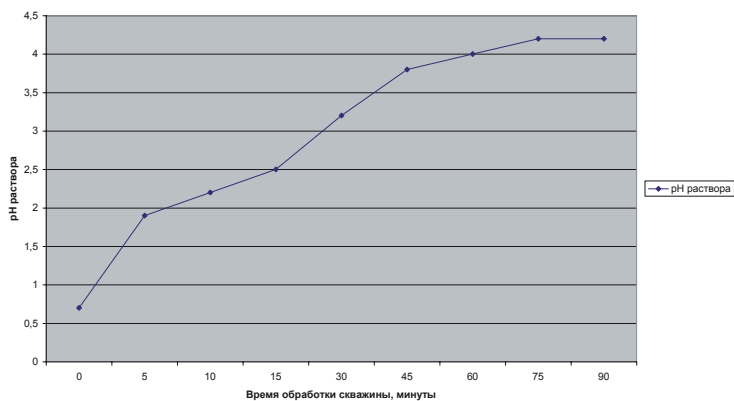


Рис.7.35

Скважина № 4589

Зависимость pH раствора от времени обработки скважины

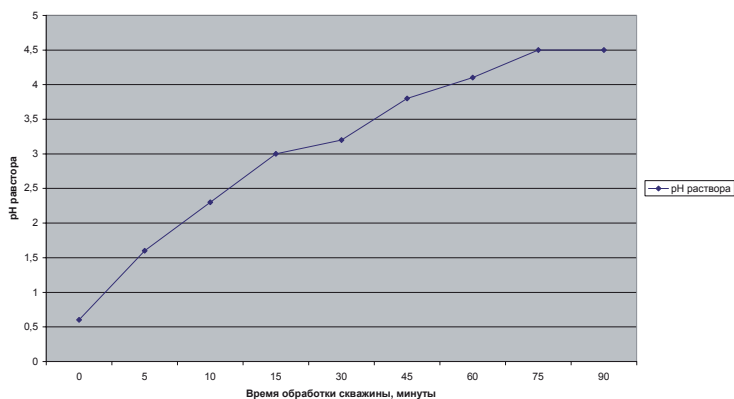


Рис.7.36
Скважина № 1684

Зависимость pH раствора от времени обработки скважины

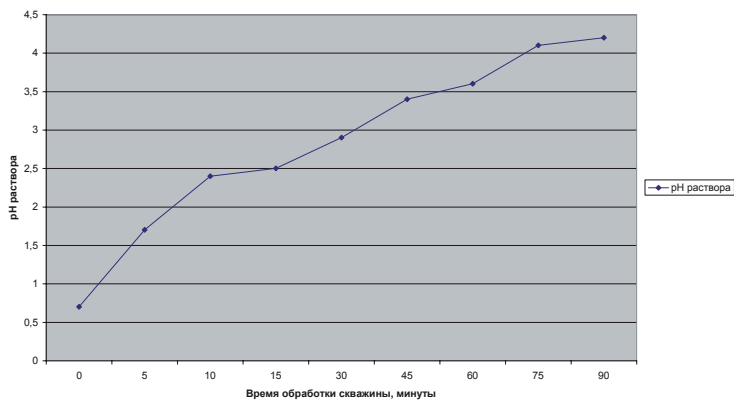


Рис.7.37

Скважина № 3143

Зависимость pH раствора от времени обработки скважины

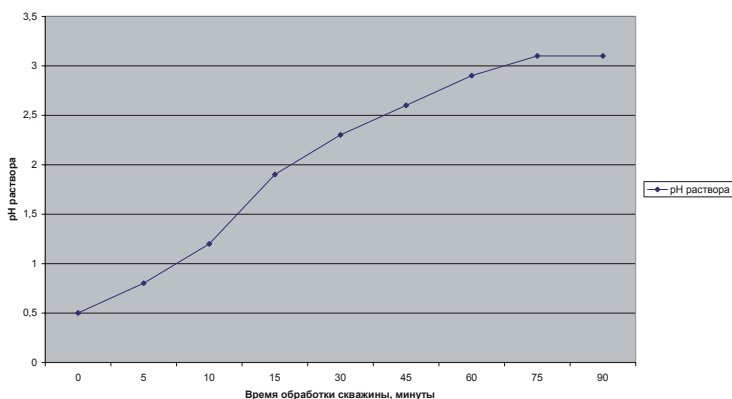


Рис.7.38

Определение продолжительности прокачки скважины после обработки скважины также являются важной технологической операцией, так как эта операция должна фиксировать полное отсутствие остаточного объема технологического раствора и продуктов его реакции с колюматрирующими соединениями. Для определения времени достаточной прокачки скважины после обработки разработан экспресс-метод контроля качественного состава откачиваемой жидкости. В качестве контрольного показателя принято электрическое сопротивление чистых подземных вод, измеряемое перед обработкой скважины. Способ контроля реализуется следующим образом.

При прокачке скважины перед обработкой на чистой воде фиксируют значение электрического сопротивления воды. При прокачке скважины после реагентной обработки периодически измеряют в откачиваемой жидкости электрическое сопротивление и при достижении значений, зафиксированных на чистой воде, откачку прекращают. В качестве примера в табл.7.2 представлены данные по изменению показателя электрического сопротивления воды при прокачке скважины после обработки.

Таблица 7.2

Изменение показателя электрического сопротивления воды при прокачке скважины после обработки

№	Показатели	Опыт № 1	Опыт № 2	Опыт № 3
1	Расход откачки, м ³ / час	10,9	8,9	13,0
2	Электрическое сопротивление чистой воды при прокачке скважины перед обработкой ,Ом	2000	2000	2000
3	Электрическое сопротивление в первых пробах при откачке, Ом	64	32	130
4	Время фиксации электрического сопротивления 2000 Ом при откачке, час	13	10,5	6,5

После фиксации в пробах откачиваемой жидкости величины электрического сопротивления 2000 Ом , что соответствует чистым пластовым водам, были отобраны пробы воды для анализов. Анализами химического состава проб воды установлено полное их соответствие показателям чистой пластовой воды.

8. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РЕАГЕНТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН ПОРОШКООБРАЗНЫМИ РЕАГЕНТАМИ

Оборудование для реагентной обработки скважин включает: базовое транспортное средство с грузоподъемным устройством, водоподъемник, заливочную емкость для приготовления раствора, насосный агрегат для закачки раствора в скважину, герметизирующее устройство фильтра или устья скважины, реагентопровод для подачи раствора в фильтр скважины, компрессор или водокольцевой вакуум – насос, мерную ёмкость, комплект рукавов и трубопроводной арматуры, контрольно – измерительную аппаратуру.

Базовое транспортное средство с грузоподъемным устройством предназначено для демонтажа – монтажа электропогружных насосов в скважине. Обычно для этих целей используют автокраны или специализированные установки.

В качестве водоподъемника используют эрлифт или электропогружной насос.

Заливочную емкость предназначена для приготовления раствора из порошкообразного реагента у скважины. Её внутренняя поверхность должна быть стойкой к агрессивной среде (достаточно сделать битумное покрытие). Объем заливочной емкости определяется потребным объемом раствора и находится в пределах 4-6 м³.

Насосный агрегат для закачки раствора в скважину обычно подключают к нижней части заливочной емкости и снабжают трубопроводом для создания циркуляционного режима при растворении реагентов (насос-ёмкость-насос). Подача насоса 4-6 м³/час.

Для растворения порошкообразных реагентов в заливочной ёмкости могут быть использованы мешалки с электрическим приводом. Наибольшая интенсивность растворения порошкообразного реагента достигается при турбулентном перемешивании жидкости, что обеспечивается турбинными и лопастными мешалками. Приближенные расчеты аппаратов с турбинными мешалками и $D/d_m \approx 3$ (D и d_m – диаметры соответственно емкости и мешалки) могут быть выполнены по формулам:

$$N = 1,1 \rho n^3 d_m^5,$$

$$\tau = 5 V / (n d_m),$$

где N – мощность, потребляемая при перемешивании, Вт; ρ – плотность, кг/м³; n – частота вращения мешалки, с⁻¹; τ – время выравнивания концентрации; V – объем емкости, м³.

Для равномерного распределения взвешенных частиц необходимо выполнение следующего условия: $n \geq \omega D/d_m^3$, где ω – скорость осаждения частиц, м/с.

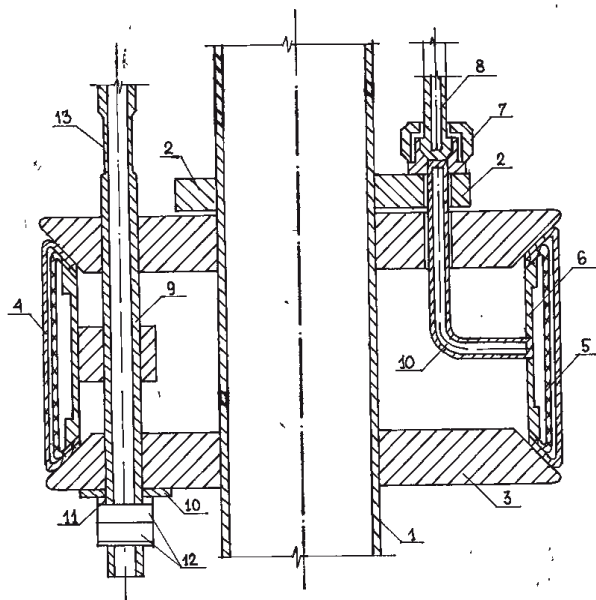
При ламинарном режиме для лопастных мешалок и $D/d_m \approx 1,1$ используют следующие зависимости:

$$N = 340 \mu n^2 d_m^3,$$

$$\tau = 45 V / (n d_m^3),$$

где μ – вязкость жидкости, Па·с.

Герметизирующее устройство предназначено для герметизации устья скважины или ее фильтра, подачи раствора в скважину, сброса давления и выпуска продуктов реакции и размещения измерительной аппаратуры. Для герметизации фильтра обычно используют пневматические пакеры различной конструкции (рис.8.1,8.2). Для герметизации фильтра, установленного впотай, целесообразно использовать пакер в виде конического резинового элемента, уплотняющегося на фильтре по действию силы тяжести насосно – компрессорных труб (рис.8.3).

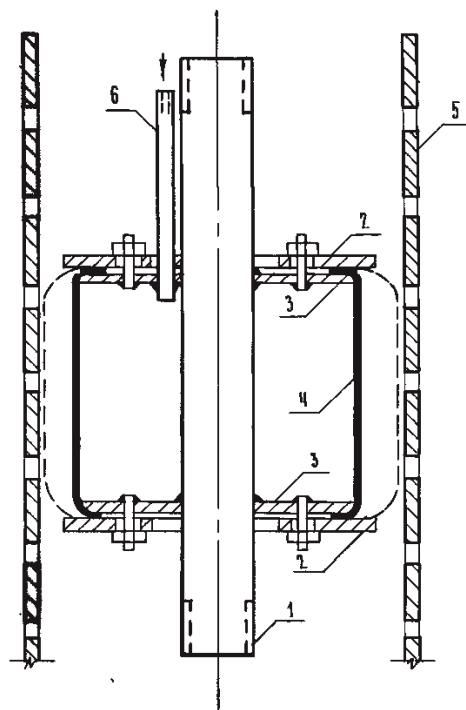


Пневматический пакер

1- труба для подачи сжатого воздуха; 2- фланец; 3- опорный фланец; 4 -уплотнительный элемент; 5- защитная покрывка; 6-обечайка; 7-ниппель; 8 - воздухопровод; 9- труба для подачи реагента; 10 – резиновая прокладка; 11 – шайба; 12 - гайка ; 13- фанера для соединения хомутного типа

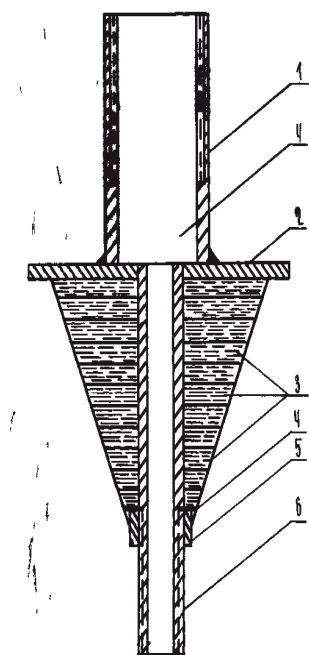
Рис.8.1

Пневматический пакер



1 - трубопровод; 2-подвижный фланец; 3 - неподвижный фланец; 4 - уплотнительный элемент; 5 - фильтр; 6 -воздуховод.

Рис. 8.2



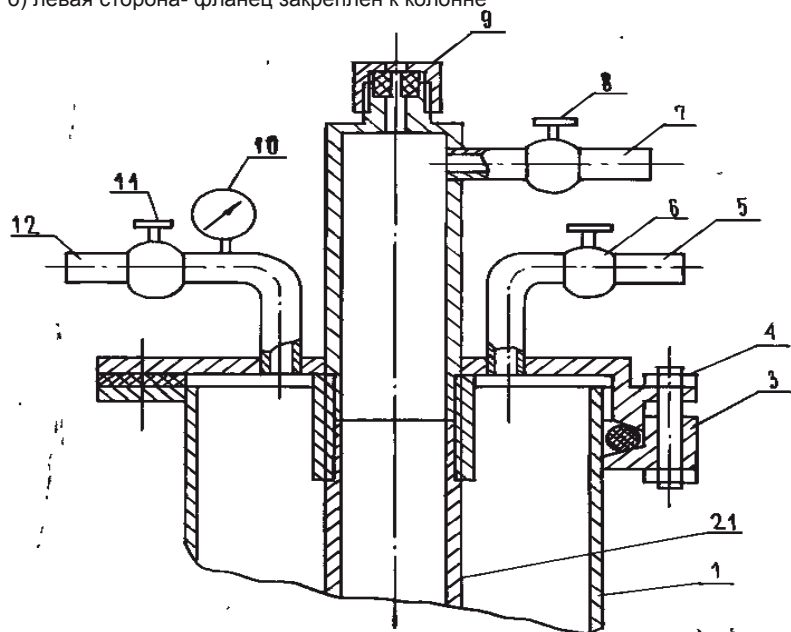
1-переходная муфта с резьбой; 2-фланец; 3 – резиновые кольца; 4 – уплотнительная шайба; 5 – муфта; 6 – патрубок.

Рис. 8.3

Оголовок предназначен для герметизации устья скважины и при помощи фланцев (рис.8.4, 8.5) или специального зажима (рис.7.6) крепится к обсадной колонне.

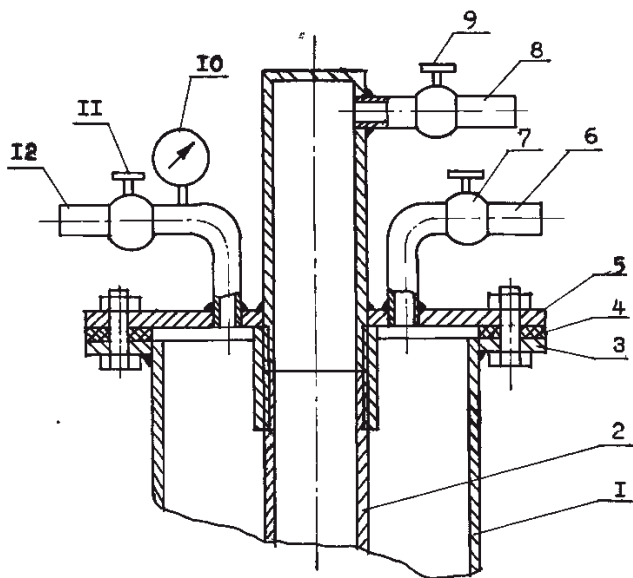
Оголовок

- а) правая сторона – подвижный фланец;
б) левая сторона- фланец закреплён к колонне



1- обсадная колонна; 2-трубобровод; 3- подвижный фланец; 4 – крепёж; 5 - трубопровод для подачи сжатого воздуха; 6 , 8, 11 - вентиль; 7 – реагентопровод; 9 – сальник; 12 – трубопровод для сброса давления.

Рис. 8.4

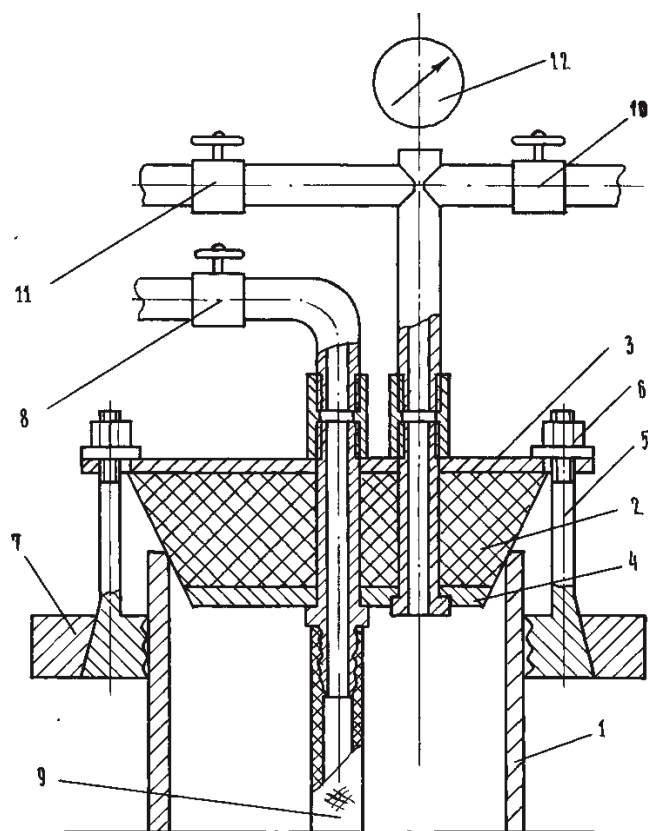


Оголовок

I - обсадная колонна; 2 - реагентопровод; 3 - нижний фланец; 4 - резиновая прокладка; 5 - оголовок; 6 - трубопровод для сброса давления; 7,9,11 - вентиль; 8 - трубопровод для подключения к насосу; 10 - манометр; 12 - воздухопровод.

Рис. 8.5

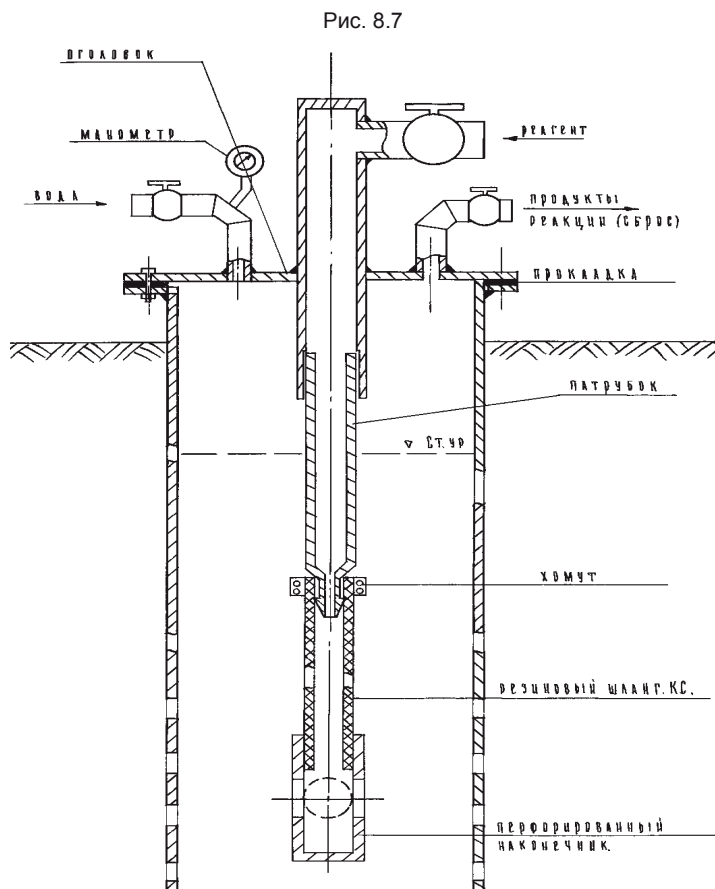
ОГОЛОВОК



1-обсадная колонна; 2 - резиновая пробка; 3 - верхний фланец; 4 - нижний фланец; 5 - шпилька с фигурным концом; 6 - гайка; 7 - зажимное конусное кольцо; 8 - реагентноподводящая задвижка; 9 - резиновый шланг; 10 - задвижка воздуховода; 11 - задвижка для сброса давления; 12 - манометр..

Рис 8.6

Реагентопровод предназначен для подачи раствора в фильтр скважины и может быть выполнен в виде труб или резинового шланга с утяжелителем на конце (рис.8.7).



Компрессор или водокольцевой вакуум – насос предназначены для создания возвратно – поступательного движения раствора в закольматированной

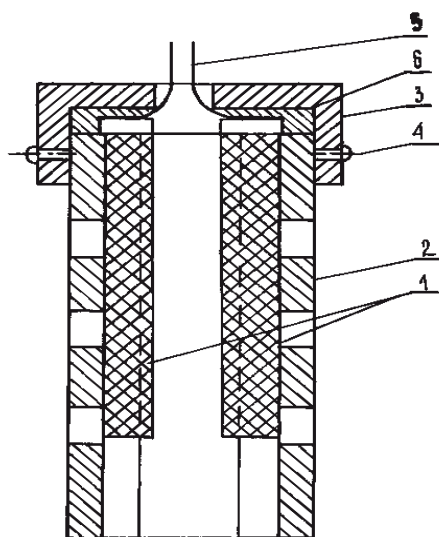
прифильтровой зоне путем периодической подачи сжатого воздуха в герметизированную скважину или ее вакумирования с последующем сбросом давления или сообщения ствола скважины с атмосферой.

При отсутствии расходомера мерную ёмкость используют для замера расхода воды перед и после обработкой. Объем ее должен быть не менее 200 л.

Комплект рукавов и трубопроводной арматуры предназначен для для подачи сжатого воздуха, создания разряжения и отвода продуктов реакции

В состав контрольно-измерительной аппаратуры входят уровнемер с блоком вторичного прибора для замера статического и динамического уровней в скважине, рулетка с утяжелителем для замера глубины скважины, датчик электропроводности раствора (**рис.8.8**) с блоком вторичного прибора.

Датчик для измерения электрического сопротивления раствора



1 – графитовые электроды; 2 – крышка (оргстекло);
3- корпус (оргстекло); 4 – крепёжные болты; 5 –
кабель к омметру; 6 – эпоксидная смола

Р и с . 8.8

В качестве электродов можно использовать угольные стержни или металлические стержни. При замерах электрического сопротивления положение электродов относительно друг друга и их длина не должны меняться.

9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ НА РЕАГЕНТНУЮ ОБРАБОТКУ ВОДОЗАБОРНОЙ СКВАЖИНЫ

1. Область применения технологии

- 1.1 Водоносный пласт приурочен к песчаным поровым коллекторам и трещиноватым кристаллическим породам;
- 1.2. Водозаборные скважины оборудованы фильтрами и находятся в процессе эксплуатации или после бурения ;
- 1.3. Удельный дебит скважины не соответствует гидродинамическим параметрам пласта.

2. Нормативные ссылки

Для реагентной обработки водозаборных скважин в рамках договора используются реагенты, разрешённые для обработки скважин питьевого водоснабжения, что подтверждается следующими документами:

Пособие по проектированию сооружений для забора подземных вод (к СНиП 2.04.02-84). Стройиздат. Нормативный документ, 1989.

Инструкция по применению реагентных методов при реконструкции (регенерации) скважин на воду. М.: Ремсельбурвод. 1984, 112с. Согласовано с Заместелем Главного Государственного санитарного врача СССР Ковшило В.Е. (письмо от 20.03.84 № 121-12/245-14).

Письмо Заместителя Главного Государственного врача СССР В.Е.Ковшило № 121-12/245-14 от 23.03.84.

Письмо Заместителя Главного Государственного врача СССР Э.М.Саакянца № 121-12/493-14 от 20.04.87.

Письмо Заведующего отделом охраны труда Республиканского Комитета ВЦСПС профсофза работников сельского хозяйства РСФСР В.П. Кочеткова № 3-47 от 6.05.85.

3. Техника и материалы

3.1. Техника

3.1.1. Базовое транспортное средство с грузоподъемным устройством предназначено для демонтажа – монтажа электропогружных насосов в скважине. Обычно для этих целей используют автокраны или специализированные установки.

3.1.2. Водоподъемник (эрлифт или электропогружной насос).

3.1.3. Заливочную емкость предназначена для приготовления раствора из порошкообразного реагента у скважины. Её внутренняя поверхность должна быть стойкой к агрессивной среде (достаточно сделать битумное покрытие). Объем заливочной емкости определяется потребным объемом раствора и находится в пределах 4-6 м³.

3.1.4. Насосный агрегат для закачки раствора в скважину. Подача насоса не менее 4-6 м³/час. Насос подключают к нижней части заливочной емкости и снабжают трубопроводом для создания циркуляционного режима при растворении реагентов (насос-ёмкость-насос).

3.1.5. Герметизирующее устройство предназначено для герметизации устья скважины или ее фильтра, подачи раствора в скважину, сброса давления и выпуска продуктов реакции и размещения измерительной аппаратуры. Для герметизации фильтра обычно используют пневматические пакера различной конструкции (рис.8.1,8.2). Для герметизации фильтра, установленного впотай, целесообразно использовать пакер в виде конического резинового элемента, уплотняющегося на фильтре по действием силы тяжести насосно – компрессорных труб (рис 8.3).

3.1.6. Оголовок предназначен для герметизации устья скважины и при помощи фланцев (рис.8.4, 8.5) или специального зажима (рис.6) крепится к обсадной колонне.

3.1.7. Реагентопровод предназначен для подачи раствора в фильтр скважины и может быть выполнен в виде труб или резинового шланга с утяжелителем на конце (рис.8.7).

3.1.8. Компрессор производительностью 3 м³/ мин. предназначен для создания возвратно – поступательного движения раствора в закольматированной прифильтровой зоне путем периодической подачи сжатого воздуха в герметизированную скважину с последующем сбросом давления в атмосферу.

3.1.9. Расходомер или мерная ёмкость используются для замера расхода воды перед и после обработкой. Объем мерной ёмкости должен быть не менее 200 л.

3.1.10. Комплект рукавов и трубопроводной арматуры предназначен для подачи сжатого воздуха и отвода продуктов реакции.

3.1.11. В состав контрольно-измерительной аппаратуры входят уровнемер с блоком вторичного прибора для замера статического и динамического уровней в скважине, рулетка с утяжелителем для замера глубины скважины, датчик электропроводности раствора (рис.8.8) с блоком вторичного прибора. В качестве электродов можно использовать угольные стержни или металлические стержни. При замерах электрического сопротивления положение электродов относительно друг друга и их длина не должны меняться.

3.2. Реагенты

3.2.1. Натрия бисульфат водный (кислый серноокислый натрий) $\text{NaHSO}_4 \cdot x\text{H}_2\text{O}$ – бесцветные кристаллы плотностью 2.74 г/см^3 . Технический продукт серого цвета. Растворимость в воде : 35 % при 32°F , 88 % при 212°F . Водные растворы имеют кислую реакцию, т.е. образуется кислотный раствор, который растворяет железистые коагулирующие соединения и разрушает глинистые образования при частичном их растворении (5-15 %).

3.2.2. Натрия дитионит (гидросернистокислый натрий) $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – блестящие бесцветные призматический кристаллы, легко растворимые в воде ($25,4 \text{ г}$ в 100 г воды при температуре 68°F). Водный раствор имеет реакцию близкую к нейтральной. Сильный восстановитель.

3.2.3. Полифосфаты: натрия триполифосфат $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$ или натрия гексаметафосфат $(\text{NaPO}_3)_6$. Триполифосфат натрия-кристаллическое вещество белого цвета плотностью $2,21 \text{ г/см}^3$. Растворимость в воде 14 % при 34°F и 34 % при 212°F . Гексаметафосфат натрия – стеклообразное вещество серого цвета, хорошо растворимое в воде. Реакция среды водных растворов полифосфатов в зависимости от концентрации реагента от нейтральной до слабо щелочной. Реагенты обладают комплексообразующими свойствами. Отличительной особенностью реагентов является их способность стабилизировать водные растворы и предотвращать вторичное осаждение солей при низких концентрациях, заведомо недостаточных для связывания осаждающихся катионов в растворимые комплексы. Отсутствие полифосфатов в технологическом растворе не является противопоказанием для обработки скважины.

3.2.4. Соляная кислота.

4. Состав растворов и их выбор для обработки

4.1. Состав растворов

1. NaHSO_4 , 8-10% + $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$, 0,1%
2. $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_4$, 6-8 % + $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$, 1%
3. HCl , 5 % + $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$, 3%

4.2. Выбор раствора

4.2.1. Выбор необходимого для обработки водозаборной скважины производится в зависимости от устойчивости конструктивных элементов фильтра и преобладающего состава коагулирующих образований (см.табл.7.1).

4.2.2. При отсутствии данных о химическом или минералогическом составе коагулирующих образований наличие соединений сульфида железа оценивают органолептическим методом следующим образом. Отбирают пробу осадка из электропогружного насоса и растворяют её соляной или уксусной кислотой. Наличие специфического запаха выделяющихся газов свидетельствует о выделение сероводорода при растворении сульфидов железа.

4.3. Объем раствора для обработки скважин определяется исходя из следующих условий:

- отстойник и фильтр скважины должны быть заполнены раствором;

- при растворении **глинистых и железистых** колюматирующих соединений объем раствора, подаваемый в пласт, должен рассчитываться из дальности подачи раствора в пласт на расстояние 0,5 м от стенки фильтра;
- при растворении **железистых** колюматирующих соединений объем раствора, подаваемый в пласт, должен рассчитываться из дальности подачи раствора в пласт на расстояние 0,3 м от стенки фильтра.

5. Подготовительные работы

5.1. Завести на скважину реагенты и технические средства. Подготовить к работе насосный агрегат, смесительную емкость и компрессор.

5.2. Определяют дебит скважины **Q** при трех понижениях уровня в стволе скважины **S**. Рассчитывают удельный дебит скважины:

$$q = \frac{Q}{S},$$

где **Q** - дебит скважины при понижении уровня в стволе скважины **S**, т.е. **S** есть разница динамического и статического уровней жидкости в стволе скважины.

5.3. Заливочную емкость наполняют водой из скважины.

5.4. Определяют содержание песка в откачиваемой воде.

5.5. Определяют электрическое сопротивление чистой воды. Во избежание поляризации электродов разовый замер производят не более 5 секунд.

5.6. Скважину останавливают и демонтируют электропогружной насос.

5.7. Определяют глубину скважины и сопоставляют с паспортными данными.

5.8. Монтируют оборудование для обработки скважины (рис.9.) с учётом следующих особенностей:

- При монтаже реагентопровода 3 в скважине его башмак устанавливают в стволе скважины на отметке верхнего интервала фильтра;
- Вентили 7, 9, 3 должны быть выведены из помещения насосной станции.

5.9. Проверяют герметичность скважины следующим образом:

- вентили 9, 13 закрыты, вентиль 7 открыт;
- в воздухопровод 6 подают сжатый воздух до 1.5-2 атм, вентиль 7 закрывают и подачу воздуха прекращают;
- падение давления свидетельствует об отсутствии герметичности;
- определяют места утечки воздуха, негерметичность устраняют;

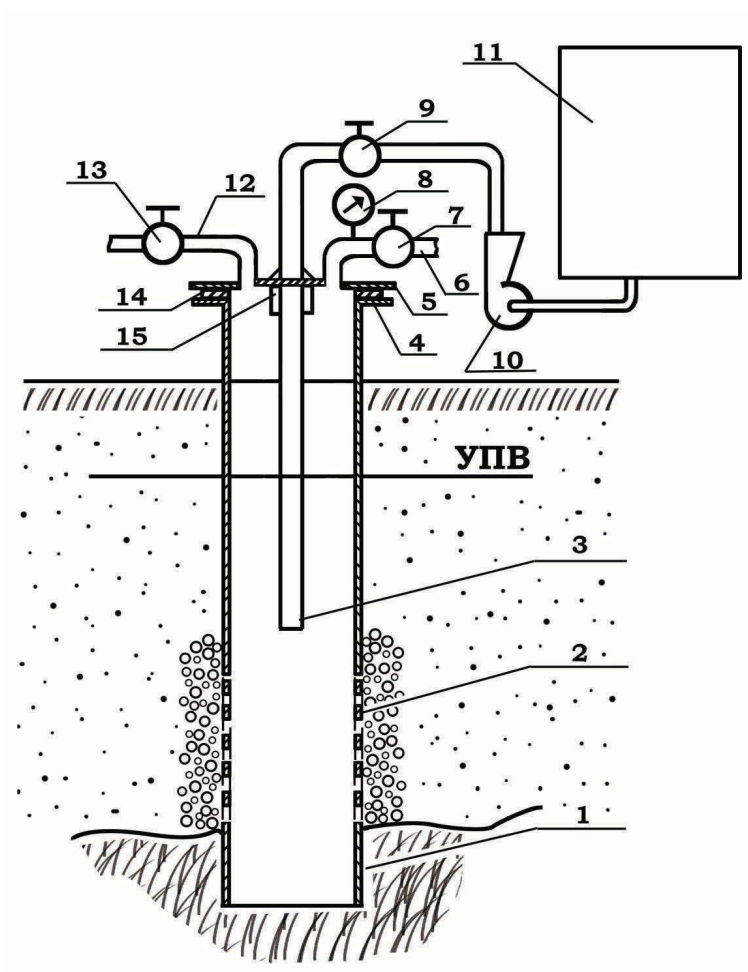


Рис.9. Схема обвязки скважины для реагентной обработки водозаборной скважины

1- отстойник; 2 – фильтр; 3 – реагентопровод; 4 – нижний фланец; 5 – оголовок; 6 – воздухопровод; 7,9,13 – вентиль; 8 – манометр; 10 – насос; 11 – ёмкость с раствором; 12 – трубопровод для сброса давления и выпуска продуктов реакции; 14 – резиновое уплотнение; 15 - муфта

- после ликвидации негерметичности скважины повторяют проверку на герметичность.
- На чистой воде проверяют на герметичность нагнетательную линию для закачки раствора.

6. Подготовка раствора и закачка его в скважину

6.1. Скважины, находящиеся в радиусе влияния, отключают от эксплуатации.

6.1. В емкости 11 готовят раствор на основе порошкообразных реагентов. Для этого насосный агрегат включают в работу в циркуляционном режиме (насос-емкость-насос) и засыпают порошкообразные реагенты. В таком режиме агрегат работает до полного растворения реагентов, что контролируют визуально.

6.2. Вентили 13,7 открывают и раствор закачивают насосом 10 в фильтр 2 скважины по реагентопроводу 3, вентиль 9 закрывают.

6.3. Емкость 11 промывают чистой водой.

7. Обработка скважины циклическим способом

7.1. При наличии герметичности в стволе скважины обработку скважины производят циклическим способом, для чего воздухопровод 6 подключают к компрессору.

7.2. Вентиль 7 открывают и подают в ствол скважины сжатый воздух.

7.3. При показании на манометре 8 давления 1,5-2 атм. вентиль 7 закрывают, подачу воздуха прекращают. Выдерживают скважину 10-15 минут.

7.4. Вентиль 13 открывают, сбрасывают давление и газы по ветру по специальному трубопроводу, выведенному из помещения насосной станции на расстояние не менее 20 м. Время выпуска продуктов реакции 7-10 минут.

7.5. Цикл повторяют в течении 4 - 6 часов.

7.6. Вентили 7, 13 закрывают и в таком положении скважину оставляют на 6 - 10 часов.

8. Обработка скважины способом реагентной ванны

8.1. Способ реагентной ванны применяют в случае отсутствия герметичности в стволе скважины.

8.2. После подачи раствора в скважину вентили 7, 13 закрывают и в таком положении скважину оставляют на 14-18 часов.

9. Удаление раствора и продуктов реакции из скважины

9.1. Перед входом обслуживающего персонала в насосную станцию подают сжатый воздух от компрессора в течении 60 минут при открытом верхнем люке.

9.2. Не прекращая подачи сжатого воздуха в насосную станцию, в противогазе открывают вентили 7,9,13, оборудование в противогазах демонтируют, подачу воздуха в помещение насосной станции прекращают.

9.3. Монтируют насос и производят прокачку скважины. При необходимости при откачке в отстойник по резиновому шлангу подают чистую воду (5-8 объемов отстойника).

9.4. Первые 15 м³ откачанной жидкости (примерно десятикратный объем закачанного раствора) принимают в емкости для сброса в очистные сооружения. Далее сброс воды производят в специальный зумпф, вырытый в земле на расстоянии не менее 25 м от скважины.

9.5. Через каждые 15 минут откачки производят замер электрического сопротивления откачиваемой жидкости. При достижении показателя электрического сопротивления откачиваемой жидкости показателю электрического сопротивления чистой воды отбирают пробу воды на анализ воды для оценки ее соответствия составу исходных вод и откачку прекращают.

10. Заключительные операции

- 10.1. Определяют дебит скважины при трех понижениях и рассчитывают удельный дебит скважины после обработки.
- 10.2. Определяют содержание песка в откачиваемой воде.
- 10.3. Сопоставляют удельные дебиты до и после обработки .
- 10.4. Скважину подключают к эксплуатации после заключения органов санитарного контроля о соответствии качества откачиваемых вод скважиной составу исходных вод.

10. Производственная санитарии и техника безопасности работ при реагентной обработке водозаборных скважины

1. Общие положения

- 1.1. Работы на скважине должны проводиться специальной бригадой под руководством мастера по плану работ, утверждённому руководством предприятия.
- 1.2. В плане работ необходимо предусмотреть все виды выполняемых работ и технические средства, обеспечивающие безопасность и защиту окружающей среды.
- 1.3. К работам допускаются лица не моложе 18 лет, годные по состоянию здоровья, прошедшие производственное обучение и инструктаж по безопасному ведению работ согласно «Единой системе работ по созданию безопасных условий труда».
- 1.4. Персонал бригады должен пройти дополнительное обучение и проверку знаний по безопасному ведению работ в соответствии с настоящей «Временной инструкцией».
- 1.5. Состав бригады и начало работ по реагентной обработке водозаборных скважин определяется приказом по организации.
- 1.6. При производстве работ персонал бригады обязан знать:
- ✓ план работ на скважине;
 - ✓ последовательность и особенности технологических операций при выполнении работ, требования безопасности при их выполнении;
 - ✓ возможные осложнения, аварии и необходимые действия, препятствующие возникновению аварий;
 - ✓ воздействие на организм человека применяемых химических веществ, а также выделяющихся газов и испарений;
 - ✓ приемы оказания первой (доврачебной) помощи.

2. Средства индивидуальной защиты

- 2.1. При работе с кислотами работники должны пользоваться костюмами по ГОСТ 27652; предохранительными очками (ГОСТ 12.4.103.85); защитными рукавицами марки КР (ТУ 38.106508), К80Щ50 (ТУ 38.106356-88), К50Щ20 (ТУ 38.106573-89); сапогами кислотоустойчивыми марки К20Щ20 (ГОСТ 5375-79); фартуками К50 (ГОСТ 12.4.029-76); специальными респираторами РПГ-67 (ГОСТ 12.4.004-74) со сменным патроном марки В, РУ-60М (ГОСТ 17269-71), «Стрела 10203» (ВКЯП 240.169000 ТУ).
- 2.2. Для защиты от сероводорода необходимо применять изолирующие противогазы, типа ИП-4МК (ВП 09243.00.000 ТУ). ИП-4М (ВТ 8-083.010 ТУ).
- 2.3. На рабочем месте у скважины должно быть: емкость с водой объемом не менее 100 л, 2 л раствора бикарбоната натрия, порошок бикарбоната натрия 300 г, нашатырный спирт, йод, бинты, марлевые и ватные тампоны.

3. Требования безопасности при проведении реагентных обработках водозаборных скважин

- 3.1. Скважины, находящиеся от обрабатываемой скважины в радиусе менее 50 м, на период обработки отключаются от эксплуатации.

3.2. На время обработки скважины на всех подходах к скважине должны быть выставлены предупреждающие знаки, запрещающие подход к скважине.

3.3. При производстве работ должны применяться способы и приемы безопасного выполнения работ, соблюдаться правила использования технологического оборудования, приспособлений и инструмента.

3.4. Перед закачкой раствора в скважину нагнетательная линия должна быть гидравлически отпрессована давлением, превышающим давление нагнетания в 1,5 раза.

3.5. При приготовлении соляно-кислотного раствора из неразбавленной кислоты последнюю следует вливать в воду, а не наоборот, чтобы не произошло «вскипания» и разбрызгивание кислоты.

3.6. Работы по приготовлению технологических растворов должны быть механизированы и осуществляться по закрытой схеме.

3.7. Во время закачки приготовленного раствора запрещается производить ремонт нагнетательных линий под давлением (затяжку фланцевых соединений, устранение течей и т.д.).

3.8. После закачки раствора в скважину емкость, насос и коммуникации промывают водой.

3.9. Эксплуатация компрессора и воздухопроводов должна производиться в соответствии со специальными требованиями, предъявляемыми к использованному оборудованию. Перед началом работ обязательно проверяют исправность предохранительных клапанов компрессора.

3.10. Пуск в ход агрегатов разрешается после удаления людей, не связанных с непосредственным выполнением работ у агрегатов, за пределы безопасной зоны (около 50 м).

3.11. Сброс продуктов реакции из оголовка скважины производится по ветру.

3.12. Для отбора проб откачиваемой жидкости необходимо пользоваться сифоном или грушей. Категорически запрещается отбор проб жидкости в пипетки путем всасывания ртом.

3.13. Во время обработки скважины верхний люк насосной станции должен быть открыт.

3.14. При оставлении технологического раствора в скважине на реакцию запрещается оставлять устье скважины открытым.

3.15. Разборка коммуникаций после обработки допускается только после стравливания давления до атмосферного.

3.16. После обработки скважины насосная станция продувается сжатым воздухом не менее одного часа при расходе воздуха 3 м³/мин.

3.17. До продувки насосной станции сжатым воздухом категорически запрещается входить в помещение насосной станции. Не прекращая подачу сжатого воздуха в помещение насосной станции, открывают сбросной ventиль, скважину сообщают с атмосферой и после полного сброса давления приступают к демонтажу оголовка в противогазах.

3.18. **Запрещается:**

- ✓ проводить работы на скважине без наличия утвержденного плана работ;
- ✓ устанавливать оборудование под электролиниями;
- ✓ подавать раствор в негерметизированную скважину;
- ✓ закачивать раствор при силе ветра более 15 м/сек, при тумане и в темное время суток;

- ✓ ремонтировать коммуникации во время закачки раствора, подтягивать соединения, устранять течи;
- ✓ находиться во время проведения работ по закачке около устья скважины и у нагнетательных трубопроводов;
- ✓ демонтировать оборудование без продувки насосной станции сжатым воздухом;
- ✓ демонтировать устьевое оборудование скважины после обработки без противогаза;
- ✓ курить и принимать пищу вблизи обрабатываемой скважины;
- ✓ подключать скважину к эксплуатации без заключения о соответствии откачиваемых вод требованиям стандарта к питьевым водам.

4. ПРАВИЛА ОКАЗАНИЯ ПЕРВОЙ (ДОВРАЧЕБНОЙ) ПОМОЩИ ПОСТРАДАВШЕМУ

4.1. Для правильной организации работ по оказанию первой помощи необходимо выполнить следующие условия:

- ✓ помощь пострадавшему, оказываемая не специалистом, не должна собой заменить помощь со стороны медицинского персонала. Она должна ограничиваться строго определенными видами (временная остановка кровотечения, перевязка раны и ожога, иммобилизация перелома – неподвижная повязка, оживляющие мероприятия, переноска и перевозка пострадавшего);
- ✓ В случае, если произошёл несчастный случай, необходимо сообщить руководству и сохранить обстановку на скважине до приезда комиссии.

4.2. При отравлении сероводородом, газом и бензином пострадавшего следует вынести на свежий воздух, освободить от затруднений свободного дыхания, тепло укрыть, согреть, к ногам приложить грелки, напоить горячим чаем или теплым молоком. Если имеется кислород, давать его длительное время с небольшими перерывами, если дыхание пораженного ослабевает – делать искусственное дыхание.

4.3. В случае попадания раствора бисульфата натрия или подкисленного раствора фосфатов на кожу, следует промыть этот участок кожи водой и при необходимости наложить тампон с кашицей из бикарбоната натрия. При поражении глаз, их обильно промывают водой. В случаях, когда неприятные или болезненные ощущения сохраняются, необходимо обратиться к врачу.

4.4. При отравлении парами кислоты пострадавшего необходимо вывести из очага поражения в теплое помещение или на свежий воздух. Освободить дыхание от стесняющей одежды. Промыть 2% раствором соды рот, глотку, дать выпить теплого молока с содой.

4.5. В случае попадания раствора в глаза ожога глаз необходимо длительное и обильное промывание их водой.

4.6. При поражении электрическим током следует руководствоваться следующими положениями:

- ✓ если пострадавший продолжает соприкасаться с токоведущими частями, необходимо, прежде всего, иметь в виду, что прикасаться к человеку, находящемуся под током, без мер предосторожности опасно для жизни, оказывающему помощь;
- ✓ для отделения пострадавшего от токоведущих частей или провода следует пользоваться сухим предметом из дерева, ткани, резины или перерубить провод топором;

- ✓ после освобождения пострадавшего, если он находится в сознании, следует уложить на спину в сухом месте, расстегнуть ворот и пояс, создать покой;
- ✓ если пострадавший находится в бессознательном состоянии, но с устойчивым дыханием и пульсом, то следует уложить в сухом месте на спину, повернуть голову набок, расстегнуть одежду, дать понюхать нашатырного спирта, обеспечить покой;
- ✓ если у пострадавшего отсутствует дыхание и пульс или он дышит очень редко и судорожно, то ему следует делать искусственное дыхание и массаж сердца.

5.1. Первая помощь при ранении и кровотечении заключается в остановке кровотечения и предохранения раны от заражения. При оказании первой помощи необходимо соблюдать следующие правила:

- ✓ оказывающий первую помощь должен чисто с мылом вымыть руки или смазать пальцы йодной настойкой;
- ✓ нельзя промывать рану водой или даже каким-либо лекарственным веществом, засыпать порошком и покрывать мазями;
- ✓ нельзя стирать с раны песок, землю и т.п.;
- ✓ нельзя убирать с раны сгусток крови.

5.2. При ранении необходимо на рану наложить стерильный бинт и перевязать.

5.3. При значительном кровотечении необходимо применять способ сдавливания кровеносных сосудов, питающих раненую область сгибанием конечности в суставах, а также пальцами, жгутом или скруткой. Наложённый жгут допускается держать не более 1,5-2 часов, так как это может привести к омертвлению обескровленной конечности. Через каждый час следует на 10-15 минут снять жгут, чтобы обеспечить некоторый приток крови.

5.4. При переломах и вывихах основной задачей является обеспечение спокойного и наиболее удобного положения для поврежденной конечности, что достигается полной ее неподвижностью.

5.5. При переломе черепа необходимо прикладывать к голове холодные предметы.

5.6. При переломе позвоночника следует, не поднимая пострадавшего, подsunуть под него доску или перевернуть на живот, следя, чтобы тело не прогибалось.

5.7. При переломе или вывихе ключицы необходимо:

- ✓ положить в подмышечную впадину поврежденной стороны небольшой комок ваты или марли;
- ✓ согнуть в локте под прямым углом руку, прибинтовать к туловищу;
- ✓ руку ниже локтя подвязать косынкой к шее.

5.8. При переломах или вывихах костей и пальцев рук следует прибинтовать кисти рук к широкой шине, начиная от середины предплечья, и кончая у кончика пальцев.

11. ОПЫТ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДЕБИТА ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН ПОРОШКООБРАЗНЫМИ РЕАГЕНТАМИ

Реагентные обработки скважин растворами на основе порошкообразных реагентов проводились на водозаборах подземных вод Западной Сибири, Центральной части России, республик Башкортостан, Латвия, Литвы и Вьетнама.

11.1. Обработка скважин раствором бисульфата натрия водного

Водозаборы газовых промыслов Уренгойского газоконденсатного месторождения и г. Новый Уренгой.

В пределах Уренгойского газоконденсатного месторождения для хозяйственно-питьевого водоснабжения города Новый Уренгой, вахтовых поселков и газовых промыслов используют олигоцен-четвертичный водоносный комплекс, получивший повсеместное распространение и залегающий между двумя многолетнемерзлыми толщами -современной (верхней) и реликтовой (нижней), на глубине от 50 до 190 м.

Напорные подземные воды приурочены к пескам различного гранулометрического состава. По вскрытым скважинам средняя эффективная толща водоносных пород не превышает 60 м. Напор подземных вод изменяется от 30 до 90 м, коэффициент водопроницаемости от 600 до 1300 м²/сут.

По химическому составу подземные воды в основном гидрокарбонатные натриево-кальциевые, ультрапресные с минерализацией 24-80 мг/л. Содержание двухвалентного железа составляет 2,5-6,0 мг/л, марганца -0,3 мг/л при пониженном содержании фтора (0,04-0,08 мг/л). Температура подземных вод 32 °F.

Водозабор города Новый Уренгой представлен площадной системой расположения скважин в виде пяти рядов. Расстояние между рядами 1000 м, скважинами-250-500 м. Скважины одноколонной конструкции пробурены на глубину от 60 до 170 м и оборудованы полиэтиленовыми сетчатыми фильтрами диаметром 219-245 мм и длиной 8-14 м.

На 12-ти газовых промыслах каптаж подземных вод производят при помощи скважин диаметром 168-245 мм, оборудованных полиэтиленовыми и латунными сетчатыми фильтрами длиной от 6 до 25 м, преимущественно 9-11 м.

При эксплуатации скважин городского водозабора и газовых промыслов в течение 5-14 лет их удельные дебиты из-за действия процессов химического коагулянта снизились до 18-45 % относительно первоначальных значений, т.е. зафиксированных при сдаче скважин в эксплуатацию.

Технологический раствор готовили в емкости объемом 8 м³, оборудованной насосом с подачей 10 м³/час.

В скважине монтировали колонну насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм выше верхнего интервала фильтра и подсоединяли ее к оголовку. Возвратно-поступательные движения раствора в прифильтровой зоне производили при помощи компрессора.

В отличие от обработок на городском водозаборе на газовых промыслах, перед приготовлением раствора производили нагрев воды в емкости при помощи пара до температуры 85° С, после чего нагретый раствор закачивали в пласт.

В общем случае время обработки скважины от начала работ до пуска скважины в эксплуатацию не превышало трех суток.

В результате реагентной обработки 27 скважин городского водозабора удельный дебит скважин был увеличен в 2 раза и достиг в среднем 72,3 % относительно первоначальных, т.е. при сдаче скважин в эксплуатацию. При этом суммарная подача воды потребителю из обработанных скважин была увеличена с 628,7 до 940,3 м³ / час, т.е. на 49,5 %.

На газовых промыслах при обработках 22 скважин средний удельный дебит возрос в 4,2 раза, а среднее увеличение дебита относительного первоначальных значений составило 110,4 %. Суммарная подача воды потребителю увеличилась с 187,53 до 309,92 м³ / час, т.е. на 65,3 %.

По водозаборам подземных вод была произведена оценка интенсивности колюматационных процессов и с учетом результатов обработок скважин для выделенных групп были определены рациональные межремонтные периоды, продолжительность которых находится в пределах от 3 до 5 лет.

Водозабор г. Сургута (Широтное Приобье Тюменской области).

На водозаборе г. Сургута была произведена обработка двух скважин 9-ого промышленного узла, каптирующих подмерзлотный водоносный горизонт, приуроченный к отложениям мелко- и тонкозернистым пескам атлымской свиты верхнего палеогена. Глубина скважин не превышает 300 м. Скважины оборудованы сетчатыми фильтрами диаметром 168 мм с гравийной обсыпкой по всей длине фильтра (60 – 100 м).

В результате обработки удельный дебит скважин был увеличен в среднем в 4 раза и составил в среднем 84,4 % относительно первоначальных значений. При этом суммарная подача воды потребителю увеличилась с 50 до 86,5 м³/час, т.е. на 73 %.

Водозаборы месторождения нефти Белый Тигр (Вьетнам).

Месторождение расположено в южной части шельфа Вьетнама на расстоянии 100 км от берега и в 130 км от порта Вунг Тау. Глубина моря в районе месторождения 50 м. На платформах месторождения Белый Тигр для технологических и хозяйственных нужд используют водоносный горизонт свиты Бонг – Донг плиоцена, приуроченный к песчано-глинистым отложениям и залегающий на глубине 156 - 166 м.

Подземные воды сульфатно-натриевого состава с общей минерализацией 2 г/л при высоком содержании закисного железа (33,8 мг/л). Фильтр скважин состоит из перфорированной обсадной колонны диаметром 248 или 426 мм и перфорированной эксплуатационной колонны диаметром 168 мм, покрытой сеткой. Межтрубное пространство в интервале перфорации засыпано щебнем. Длина фильтров скважин изменяется от 3,5 до 15 м. Водовмещающими породами являются мелко-, среднезернистые пески. Отбор подземных вод производят при помощи эрлифта.

В результате действия колюматационных процессов установлено существенное снижение дебита водозаборных скважин, что предопределило необходимость поставки пресных вод танкером на отдельные платформы.

На морских платформах произвели реагентные обработки двух водозаборных скважин без демонтажа водоподъемного оборудования. Время обработки каждой скважины не превышало двух суток.

В результате обработок двух скважин суммарный дебит был увеличен с **3,95 до 7,08 м³/час**, т.е. на **79,2 %**, и необходимость в поставке питьевых вод на платформы танкером отпала.

Водозаборы сельскохозяйственного водоснабжения Тамбовской области. Обрабатываемые одиночные скважины сельскохозяйственного водоснабжения каптируют неогеновый водоносный комплекс, приуроченный к пескам различного гранулометрического состава. Скважины одноколонной конструкции с сетчатыми фильтрами диаметром 168 мм, установленными впотай. Глубина скважин 50 - 75 м, длина фильтра 9 - 15 м. При сроке эксплуатации скважин в пределах 8 - 10 лет их удельные дебиты снизились в среднем до 32,5 % относительно первоначальных значений, т.е. при сдаче скважин в эксплуатацию.

По составу подземные воды гидрокарбонатно-кальциевого типа с минерализацией 0,7-0,9 г/л. В составе колюматизирующих соединений преобладают железистые соединения.

В результате реагентных обработок **4** скважин суммарная подача воды потребителю увеличилась с **17,6 до 38,7 м³/ час**, т.е. в **2,2** раза и среднее значение удельного дебита относительно первоначального достигло **82,6 %**.

11.2. Обработка скважин раствором дитионита натрия

Водозаборы сельскохозяйственного водоснабжения республики Литвы. Обработки скважин производились в центральной и южной частях республики. Здесь для водоснабжения используют в основном водоносные горизонты и комплексы, приуроченные к четвертичным, меловым и девонским отложениям. Состав водовмещающих пород изменяется от тонко-, мелкозернистых песков и песчаников до разнородных песков мощностью от 10 - 20 до 50 - 100 м. Коэффициент водопроницаемости водонасыщенных пород изменяется от 30 - 50 до 200 - 400 м²/сут.

Водоносные горизонты и комплексы каптируются скважинами, оборудованными сетчатыми фильтрами диаметром 146, 168 и 219 мм длиной 6 - 10 м. Преобладают фильтры, установленные впотай.

В результате обработок **65** скважин суммарный дебит был увеличен с **246,4 до 524,8 м³/ час**, т.е. в **2,1** раза. При этом удельный дебит скважин увеличился в среднем до **61,9 %** относительно первоначального.

Водозабор г. Чишма (Башкортостан).

Скважины водозабора каптируют водоносный горизонт в аллювиальных четвертичных отложениях мощностью 8 - 13 м, слагающих пойму р. Демы. Водовмещающие породы представлены песчаными и галечно-гравийными отложениями с залеганием в верхней части разреза слоя мелкозернистых песков мощностью не более 3 м. Коэффициент фильтрации водоносного горизонта изменяется от 20 до 60 м/сут. Верхнепермские глины служат водоупором пласта.

Скважины водозабора расположены на расстояниях от 240 до 900 м от уреза р. Демы. Расстояние между отдельными скважинами 140 - 200 м. Скважины пробурены на глубину 12 - 15 м роторным способом и оборудованы сетчатыми фильтрами на щелевом каркасе диаметром 300 мм. Длина рабочей части фильтра 7 м.

За период эксплуатации скважин (4 - 12 лет) в результате действия кольматационных процессов наблюдалось снижение их производительности на 32-65%. Кольматирующие осадки в основном представлены соединениями железа, содержание которых достигает 72 % по весу.

В результате обработок 15 скважин водозабора суммарный дебит был увеличен с 482,4 до 757,5 м³/ час, т.е. на 57 %. При этом средний удельный дебит относительно первоначального составил 86,1 %, что свидетельствует о высокой степени растворения железистых кольматирующих соединений.

Киевский водозабор г. Курска.

Скважины Киевского водозабора капают аллювиальный водоносный горизонт в пойме р. Сейм. Водовмещающие породы представлены средне - , мелкозернистыми песками со средней величиной коэффициента водопроницаемости 35 0 м²/ сутки.

Глубина скважин не превышает 37 м, большинство из них пробурено ударно - канатным способом и оборудовано фильтрами из перфорированных труб диаметром 250 - 300 мм с проволоочной обмоткой и гравийной обсыпкой. Длина рабочей части фильтров в среднем равна 15 м.

Через 8 лет эксплуатации скважин из - за действия кольматационных процессов производительность скважин не превышала 20 - 35 % первоначальной.

В результате обработок 16 скважин суммарная производительность была увеличена с 285,5 до 753,4 м³/ час, т.е. на 163,8 % и удельные дебиты скважин относительно первоначальных составили в среднем 69,8 %.

Водозабор г. Комсомольска на Днестре (Украина).

Водозабор расположен на левобережной пойме Днестра в верхней части Днепродзержинского водохранилища . Скважины капают аллювиальные пески различной крупности. Мощность безнапорного горизонта изменяется от 13,8 до 18 м, коэффициент фильтрации находится в пределах 13,8 - 33,1 м/сутки.

Скважины пробурены ударно-канатным и роторным способами на глубину от 13 до 30 м и оборудованы гравийно-проволочными и сетчатыми фильтрами диаметром 295 и 325 мм длиной 5-6 м.

За период эксплуатации в пределах 7 - 13 лет удельные дебиты скважин снизились до 6,9 - 38, 3 % относительно первоначальных значений.

В результате обработки 13 скважин суммарный дебит был увеличен с 234,4 до 447,7 м³/ час , т.е. на 91 % .

11.3. Обработка скважин подкисленным раствором триполифосфата натрия

Водозабор г. Риги Балтэзерс (Латвия).

Водозабор Балтэзерс включает 273 скважины и эксплуатирует безнапорные водоносные горизонты Балтийского моря мощностью от 22 до 40 м. Водовмещающие породы представлены песками различной зернистости. Среденные параметры пласта следующие: коэффициент фильтрации 30-50 м/сутки, коэффициент водопроницаемости - 30-3004 м²/ сутки.

Воды гидрокарбонатно-кальциевые с минерализацией не более 0,3 г/л. Содержание железа находится в пределах 0,03-0,6 мг/л.

На водозаборе подкисленным раствором триполифосфата натрия обрабатывали скважины, оборудованные гравийно-клеевыми фильтрами диаметром 230 мм, установленными на перфорированной трубе диаметром 168 мм. Длина фильтра изменяется от 14 до 17,6 м. Фильтры из-за своего клеевого состава устойчивы лишь в слабых кислотах. В составе коагулирующих соединений преобладают железистые соединения (73,3-80,6 %).

В результате обработок 8 скважин суммарный дебит скважин был увеличен с 181,4 до 308,4 м³/час, т.е. на 70 %.

Водозаборы сельскохозяйственного водоснабжения Тамбовской области. Обрабатываемые одиночные скважины сельскохозяйственного водоснабжения каптируют неогеновый водоносный комплекс, приуроченный к пескам различного гранулометрического состава. Скважины одноколонной конструкции с сетчатыми фильтрами диаметром 168 мм, установленными впотай. Глубина скважин 50 - 75 м, длина фильтра 9 - 15 м. При сроке эксплуатации скважин в пределах 8 - 10 лет их удельные дебиты снизились в среднем до 32,5 % относительно первоначальных значений, т.е. при сдаче скважин в эксплуатацию.

По составу подземные воды гидрокарбонатно-кальциевого типа с минерализацией 0,7-0,9 г/л. В составе коагулирующих соединений преобладают железистые соединения.

В результате реагентных обработок 23 скважин технологическим раствором № 3 суммарная подача воды потребителю увеличилась с 117,3 до 213,9 м³/час, т.е. на 82 %.

Обобщенные данные по эффективности обработок водозаборных скважин растворами на основе порошкообразных реагентов представлены в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Эффективность обработок водозаборных скважин порошкообразными реагентами

№	Водозабор подземных вод	Число Скважин	Суммарный Дебит до Обработки, м ³ /час	Суммарный Дебит после Обработки, м ³ /час	Увеличение Дебита, раз
Обработка раствором бисульфата натрия					
1	г. Новый Уренгой	27	628.7	940.3	1.5
2	Уренгойское газоконденсатное месторождение	22	187.53	309.92	1.65
3	г. Сургут	2	50.0	86.5	1.7
4	Месторождение Белый Тигр (шельф Вьетнама)	2	3.95	7.08	1.8
5	Объекты сельскохозяйственного водоснабжения Тамбовской области	4	17.6	38.7	2.2
Обработка раствором дитионита натрия					
6	Объекты сельскохозяйственного водоснабжения республики Литва	65	246.4	524.8	2.1
7	г.Чишма (Башкортостан)	15	482.4	757.5	1.6
8	г. Курск	16	285.5	753.4	2.6
9	г. Комсомольск на Днестре (республика Украина)	13	234.4	447.7	1.9
Обработка подкисленным раствором триполифосфата натрия					
10	Балтазерс, г. Рига (республика Латвия)	8	181.4	308,4	1.7
11	Объекты сельскохозяйственного водоснабжения Тамбовской области	23	117.3	213.9	1.8
Итого:		197	2435.18	4388.2	1.9

**РЕЗУЛЬТАТЫ ХИМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА КОЛЬМАТИРУЮЩИХ
ОБРАЗОВАНИЙ (%)**

1. Объекты сельскохозяйственного водоснабжения Воронежской области

№	ппп*	Fe ₂ O ₃	FeO	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	SiO ₂	MnO	P ₂ O ₅	CO ₂	FeS	S
1	36.4 2	12.6 1	6.25	2.00	38.2 8	2.19	0.96	0.09	0.46	27.7 0	7.67	2.79
2	26.2 7	32.9 1	18.1 2	2.55	18.9 3	-	0.90	0.10	-	12.3 0	22.2 5	8.09
3	24.2 4	60.9 4	7.17	1.27	0.70	-	2.82	0.06	3.00	3.70	8.80	3.20
4	21.2 5	74.5 6	0.92	-	1.52	-	1.00	0.12	0.24	1.20	1.20	0.43
5	24.9 0	49.5 4	16.7 9	-	8.97	-	0.03	0.12 5	-	3.20	20.6 2	7.50
6	26.2 8	60.9 3	1.25	1.59	1.12	-	2.44	0.14	6.12	0.56	1.40	1.54
7	31.7 0	20.1 5	40.1 1	-	4.48	-	3.04	0.09	0.05	3.60	49.0 0	17.8 3
8	21.1 1	72.0 1	1.98	2.55	1.05	-	1.14	0.04	-	1.00	2.42	0.88
9	23.4 3	53.4 8	11.1 4	5.10	3.37	-	1.55	0.43	1.36	2.70	13.6 7	4.97
10	22.4 0	63.9 3	0.54	8.15	1.68	0.05	3.20	0.10	0.38	1.50	0.66	0.24
11	22.4 7	68.5 2	1.80	5.10	1.68	-	0.04	0.28	0.19	1.42	-	0.80
12	32.2 9	69.3 7	2.77	3.06	-	-	1.2	0.06	0.10	1.24	3.20	3.41
13	21.8 2	60.7 9	8.51	0.76	5.61	1.00	0.75	0.21	0.27	4.40	10.4 5	3.80
14	25.8 2	40.1 1	20.1 2	10.1 9	2.24	-	1.08	0.18	-	1.90	24.7 0	8.98
15	18.2 1	63.3 1	0.38	3.18	-	-	2.62	0.04	0.04	2.20	-	0.17
16	24.0 2	54.2 2	14.7 8	1.27	3.51	0.72	1.40	0.12	0.27	3.70	15.1 5	6.60
17	13.9 9	76.6 8	0.41	2.08	3.37	0.80	1.55	0.79	0.50	0.18	0.63	0.50
18	20.3 9	74.8 2	1.50	-	2.10	0.40	1.20	0.04	-	1.60	1.84	0.67
19	26.6 9	48.7 9	19.1 2	0.05	3.61	0.80	0.90	0.21	0.23	4.60	23.4 8	8.54
20	17.1 4	76.3 1	1.43	1.02	2.24	-	1.80	0.05	0.23	2.40	1.76	0.64
21	19.4 8	63.7 4	1.16	12.2 3	1.12	-	1.72	0.10	0.21	1.10	1.43	0.52
22	18.2 7	74.3 2	1.23	1.27	2.51	-	1.65	0.04	0.23	2.40	1.51	0.55
23	34.4 7	8.16	8.46	1.59	40.8 0	4.08	1.34	0.10	0.44	26.8 0	10.5 4	3.76
24	17.4	72.1	4.80	-	4.49	0.40	1.00	0.06	0.21	2.42	5.86	2.13

	6	1										
25	24.3 4	70.5 6	2.59	-	1.12	-	0.40	0.29	0.12	4.20	3.19	1.16
26	24.7 5	52.5 2	20.1 3	-	1.12	-	0.03	0.08	0.82	5.40	24.7 2	8.99
27	24.0 4	60.3 0	11.6 2	-	2.24	-	1.00	0.18	0.61	2.50	14.2 7	5.19
28	25.6 6	50.7 9	14.0 9	4.09	2.24	-	1.55	0.32	1.06	5.20	15.3 0	6.29
29	19.2 9	71.0 7	3.07	1.00	2.81	0.80	1.30	0.19	0.61	1.50	3.77	1.37
30	23.7 5	58.2 8	10.6 2	3.19	2.52	-	1.12	0.12	0.44	1.87	12.9 8	4.72
31	21.4 4	70.4 8	0.41	3.06	1.68	-	1.75	0.68	0.59	1.78	0.66	0.18
32	20.3 7	72.4 7	3.07	1.00	1.41	-	0.70	0.07	0.18	1.42	2.39	1.52
33	25.8 6	40.7 5	13.9 5	1.27	12.0 5	2.00	1.20	0.20	0.10	8.36	17.1 3	6.23
34	24.5 9	44.7 1	8.51	7.98	8.98	2.01	2.80	0.11	0.19	6.80	10.1 6	3.80
35	33.0 1	17.4 5	10.1 1	0.76	35.7 5	2.01	0.85	0.18	0.27	24.6 0	15.1 5	5.51
36	24.8 6	36.3 0	11.2 6	10.1 9	15.7 0	-	1.72	0.10	-	10.6 0	13.8 3	5.03
37	23.9 4	49.6 8	7.09	10.2 5	6.73	-	2.02	0.23	0.10	4.90	8.72	3.17
38	32.4 9	13.2 7	12.4 1	-	40.3 5	0.40	0.60	0.29	0.08	21.4 0	15.2 6	5.55
39	24.3 6	51.3 3	5.64	12.2 3	4.49	0.22	0.88	0.13	0.60	3.32	6.93	2.52
40	23.7 2	63.7 9	3.60	4.08	1.12	-	2.06	0.06	1.29	2.50	3.68	1.34

ппп* - потери при прокаливании образца

2. Объекты сельскохозяйственного водоснабжения Тамбовской области

№	ппп*	Fe ₂ O ₃	FeO	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	MnO	FeS	S
1	16.1 8	80.2 3	0.23	1.21	1.63	0.20	0.13	0.28	0.10
2	27.0 5	45.8 6	2.57	7.10	16.9 7	0.87	0.12	3.16	1.15
3	15.4 0	80.3 5	0.22	0.65	3.04	0.20	0.03	0.28	0.10
4	26.9 0	34.8 0	5.44	1.57	3.33	0.60	0.16	6.68	2.43
5	20.0	70.7	4.19	0.70	4.40	0.20	0.19	5.14	1.87

	0	5							
6	16.7 6	69.7 5	6.96	0.43	6.76	0.20	0.37	8.55	3.11
7	24.8 5	48.7 6	5.26	0.81	20.2 5	0.30	0.16	6.46	2.35
8	16.2 8	77.9 2	0.96	0.65	3.20	0.20	0.09	1.18	0.43
9	18.3 0	70.2 0	2.26	0.32	5.21	0.20	2.28	2.78	1.01
10	16.7 7	76.4 6	1.21	0.44	4.54	0.20	0.16	1.49	0.54
11	21.9 8	54.6 0	12.6 1	1.01	8.63	0.20	0.17	15.1 8	5.63
12	15.7 9	61.9 7	6.85	9.96	4.37	0.20	0.10	8.41	3.06
13	17.7 1	50.5 1	29.1 2	1.57	3.60	0.20	0.12 5	0.37	0.13
14	16.8 8	77.6 2	1.97	0.49	5.30	0.20	0.04	2.42	0.88
15	21.5 0	38.5 3	9.18	1.07	28.2 9	0.20	0.26	11.2 8	4.10
16	23.7 0	58.3 1	13.9 5	1.03	3.85	0.20	0.15	17.1 3	6.23
17	16.9 2	59.5 5	5.44	3.47	13.4 7	0.20	0.18	6.68	2.43
18	21.2 5	50.6 0	3.47	2.70	21.9 0	0.58	0.18	4.26	1.55
19	31.0 4	19.7 3	5.24	2.24	40.5 2	0.20	0.40	6.46	2.34
20	21.2 6	55.3 4	14.9 7	0.79	8.61	0.20	0.17	18.0 1	6.55
21	25.7 9	44.4 9	5.84	2.56	18.5 0	0.20	0.18	7.17	2.61
22	19.4 8	71.7 5	3.33	1.45	4.54	0.20	0.05	4.09	1.49
23	12.4 9	80.7 5	1.90	1.43	3.36	0.20	0.14	2.34	0.55
24	24.8 6	27.1 3	8.87	5.06	33.2 2	1.29	0.23	10.8 9	3.96
25	23.1 6	45.2 6	4.03	2.16	24.7 9	0.4	0.13	4.95	1.80
26	18.4 0	70.0 0	0.60	2.62	7.82	0.51	0.12	0.74	0.27

3. Объекты сельскохозяйственного водоснабжения республики Башкортостан

№	ппп*	Fe ₂ O ₃	FeO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	FeS	S	CO ₂	Огр.*	Влг.*
1	16.1 1	73.7 4	1.69	3.46	4.45	0.44	0.10	0.99	0.36	22.1 9	0.77	4.79
2	15.8 4	74.2 1	1.66	3.69	4.46	0.44	0.17	0.99	0.36	1.67	0.52	4.97
3	14.2 8	73.8 1	2.11	5.24	3.81	0.98	0.19	0.77	0.28	1.53	0.79	4.88
4	13.5 1	28.0 6	6.08	36.5 7	7.67	5.48	1.39	1.10	0.40	4.96	4.08	3.09
5	15.8 9	74.3 5	1.91	4.54	2.10	1.26	0.17	0.74	0.27	-	0.84	4.81
6	15.8 7	75.1 2	2.97	3.92	1.36	0.80	0.14	0.87	0.32	2.76	0.77	3.09
7	15.9 0	76.2 6	2.11	3.02	1.82	0.92	0.19	0.80	0.29	2.35	0.59	5.12
8	17.1 2	71.6 9	2.11	3.58	4.52	0.96	0.25	1.97	0.72	-	0.66	4.96
9	13.3 3	70.5 7	2.35	6.72	5.47	1.28	0.66	0.77	0.28	1.86	1.28	8.32
10	12.7 1	74.1 9	1.55	4.90	6.33	0.60	0.20	0.77	0.28	2.33	0.22	7.69
11	13.4 2	65.8 8	2.11	9.45	5.04	2.93	0.57	0.88	0.32	3.67	1.86	11.7 3
12	30.1 9	36.4 6	21.0 5	4.51	3.37	1.98	0.38	2.17	0.79	-	12.2 8	4.25
13	9.89	60.0 0	11.3 4	11.9 4	4.39	1.39	0.77	0.69	0.25	2.65	1.20	3.55
14	22.6 6	48.8 0	4.65	13.2 2	5.17	3.62	1.72	1.43	0.52	-	9.10	7.20

Огр.* - органика, влг.** - влага.

4. Дренажные системы

№	ппп*	Fe ₂ O ₃	FeO	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	MnO	FeS	S
Краснодарское водохранилище									
1	16.4 5	62.9 5	1.79	8.56	8.84	2.21	0.29	2.20	0.80
2	17.3 2	53.3 8	4.03	8.85	12.4 5	1.35	3.01	4.95	1.80
3	20.5 4	46.6 6	1.40	6.75	7.75	12.8 2	0.58	1.65	0.60
4	16.1 6	62.7 4	3.36	6.25	6.95	4.37	0.53	4.13	1.50
5	16.3 8	20.5 2	-	6.17	11.5 3	13.9 3	31.0 7	-	-
6	25.7 9	57.4 1	1.23	4.13	8.57	3.25	0.45	0.55	0.20

7	16.9 2	64.4 8	1.34	4.32	8.38	2.15	2.65	1.65	0.60
8	23.7 4	53.0 6	1.34	5.38	13.8 2	1.28	1.31	1.65	0.60
9	18.4 6	52.5 4	3.14	4.35	17.4 5	2.22	2.18	3.85	1.40
10	14.5 9	64.1 6	3.02	4.17	6.63	5.59	2.26	3.71	1.35
г. Москва									
11	13.4	68.0	-	-	5.2	0.25	0.15	-	-
12	10.1	68.4	-	-	6.8	0.3	0.14	-	-
13	14.0	69.0	-	-	5.4	0.17	0.17	-	-
14	10.7	70.0	-	-	6.4	0.19	0.3	-	-
Волжская ГЭС									
15	17.4 8	58.6	-	2.28	4.68	0.33	0.58	-	-
16	44.8 1	52.2 3	-	-	0.7	0.22	-	-	-
17	32.8 2	55.7	-	2.76	6.07	0.46	0.65	-	-
18	12.0 2	64.2	-	7.25	3.32	0.25	0.06	-	-
19	10.4 9	68.6	-	3.64	3.37	0.42	0.03	-	-
20	35.4 0	47.9 5	-	-	16.4 1	0.22	-	-	-
21	40.4 1.	52.0	-	-	2.7	1.22	-	3.65	1.33
22	17.7 5	62.0 4	-	3.87	2.71	0.43	0.27	0.46	0.17
Керчь (Украина)									
23	32.1 7	25.2 4	-	1.12	38.5 7	1.77	0.32	0.67	0.24
24	22.7 8	58.9 7	-	1.73	6.05	0.59	0.23	9.11	3.31
25	25.0 4	51.5 1	-	2.54	5.2	2.04	0.06	13.6	4.94
Соколовско-Сарбайский карьер (Казахстан)									
26	11.5 1	69.0 7	-	6.24	1.39	0.3	-	0.26	0.1
27	11.8 9	66.3 9	-	6.82	1.54	0.47	0.08	0.32	0.11
Знаменка (Украина)									
28	19.3	74.8	-	-	0.7	2.8	2.2	0.3	0.11
29	22.4	65.9	-	6.1	0.5	4.6	0.7	0.4	0.14
30	27.5	66.4	-	1.6	0.6	2.7	1.1	0.5	0.18
31	16.8	73.3	-	3.3	0.4	1.0	5.1	0.6	0.22

More Books!



yes I want morebooks!

Покупайте Ваши книги быстро и без посредников он-лайн - в одном из самых быстрорастущих книжных он-лайн магазинов!
Мы используем экологически безопасную технологию "Печать-на-Заказ".

Покупайте Ваши книги на
www.morebooks.de

Buy your books fast and straightforward online - at one of the world's fastest growing online book stores! Environmentally sound due to Print-on-Demand technologies.

Buy your books online at
www.morebooks.de

OmniScriptum Marketing DEU GmbH
Bahnhofstr. 28
D - 66111 Saarbrücken
Telefax: +49 681 93 81 567-9

info@omniscrptum.com
www.omniscrptum.com

OMNIScriptum



