

## **Восстановление дебита водозаборных скважин, оборудованных фильтрами**

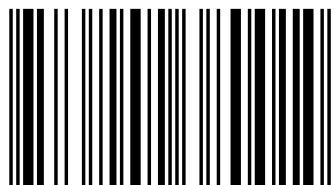
Рассматриваются процессы механической, химической и биологической кольматации в водозаборных скважинах. Информируется о химическом, минералогическом составах кольматирующих образований и их свойствах. Представлены результаты химического состава объектов сельскохозяйственного водоснабжения Воронежской, Тамбовской областей и республики Башкортостан. Дается оценка интенсивности кольматационных процессов. Разработаны рекомендации по оценке необходимости восстановительных работ на водозаборной скважине и приведены конкретные примеры. Представлена информация о восстановлении дебита скважин взрывом торпеды из детонирующего шнура, пневмоимпульсом, электрогидроударом и реагентной обработкой. Даны результаты технологии обработок скважин порошкообразными реагентами. В зависимости от устойчивости конструкции скважины к кислоте и свойств кольматирующих образований выделено 3 группы технологических растворов и представлен опыт их применения. Реагентные обработки 197 скважин на территориях Российской Федерации, Украине, Литве и Вьетнама позволили увеличить подачу воды потребителю в среднем на 80 %.



Веселков Сергей

# **Восстановление дебита водозаборных скважин, оборудованных фильтрами**

Монография



978-620-2-38001-0

**Веселков Сергей**

**Восстановление дебита водозаборных скважин,  
оборудованных фильтрами**



**Веселков Сергей**

**Восстановление дебита  
водозаборных скважин,  
оборудованных фильтрами**

**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](http://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: 978-620-2-38001-0**

Copyright © Веселков Сергей

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

OmniScriptum Publishing Group

All rights reserved. Beau-Bassin 2017

Сергей Веселков

## **Восстановление дебита водозаборных скважин, оборудованных фильтрами**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

		стр.
	Введение	3
1	Кольматационные процессы в водозаборных скважинах	4
	1.1. Механическая кольматация фильтров и прифильтровых зон скважин	4
	1.2. Химическая кольматация фильтров и прифильтровых зон скважин	5
	1.3. Биологическая кольматация фильтров и прифильтровых зон скважин	6
2	Химический, минералогический состав кольматающих отложений и их свойства	10
3	Интенсивность кольматационных процессов	11
4	Оценка необходимости восстановительных работ на водозаборных скважинах	15
	4.1. Обследование водозаборных скважин	15
	4.2. Оценка коэффициента фильтрации прифильтровой зоны скважины	15
	4.3. Характерные примеры состояния скважин при их обследовании	17
5	Анализ методов восстановления дебита водозаборных скважин	18
	5.1. Восстановление дебита скважин взрывом торпеды из детонирующего шнура	18
	5.2. Восстановление дебита скважин при помощи электрогидравлического удара	22
	5.3. Восстановление дебита скважин при помощи пневмоимпульса	25
	5.4. Восстановление дебита скважин реагентными методами	27
6	Обоснование выбора технологии обработки скважин	29
7	Результаты разработки технологии обработки скважин порошкообразными реагентами	30
8	Опыт восстановления дебита водозаборных скважин порошкообразными реагентами	35
	8.1. Обработка скважин технологическим раствором № 1	35
	8.2. Обработка скважин технологическим раствором № 2	37
	8.3. Обработка скважин технологическим раствором № 3	39
9	Сопоставительная оценка эффективности восстановления дебита водозаборных скважин различными методами	41
	Литература.	42
	Приложение	43
	Результаты химического состава кольматающих образований	35
	1. Объекты сельскохозяйственного водоснабжения Воронежской области	43
	2. Объекты сельскохозяйственного водоснабжения Тамбовской области	44
	3. Объекты сельскохозяйственного водоснабжения республики Башкортостан	44
	4. Дренажные системы	44

## **ВВЕДЕНИЕ**

В условиях постоянного роста затрат на строительство водозаборов подземных вод все более актуальными становятся разработки технологий, обеспечивающих сокращение капитальных и эксплуатационных затрат водозаборов подземных вод за счет повышения дебита скважин. 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.

Для увеличения производительности водозаборных скважин разработана технология удаления кольматирующих образований из скважин, основанная на использовании технологических растворов, приготовляемых из порошкообразных реагентов.

### **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;
- коррозийная активность технологических растворов на порядок меньше, чем у солянокислотных и глинокислотных растворов.

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

## **1. КОЛЬМАЦИОННЫЕ 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.

### **1.1. Механическая кольматация фильтров и прифильтровых зон скважин**

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-фацальных состава пород может происходить на различную глубину. Различной оказывается и степень кольматации пород в пределах разреза. Состав глинистых кольматирующих образований определяется, в основном, как составом собственно промывочной жидкости, так и составом образующегося при бурении естественного глинистого раствора. 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.

В соответствии с современными представлениями Д.Р. Грея и Н.Н. Михайлова о кольматации пласта при проникновении промывочных жидкостей выделяют три зоны: фильтрационная корка, зона механической кольматации и зона проникновения жидкой фазы [1,2]. Если фильтрационная корка удаляется при освоении скважины, то размеры зоны механической кольматации по данным зарубежных и отечественных исследователей, обобщенных в работе [3], изменяются в пределах от 20 до 200 мм.

### **ЗАДАЧА**

При использовании в качестве промывочной жидкости малоконцентрированной суспензии с плотностью  $< 1050 \text{ кг} / \text{м}^3$ , 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, и для коэффициента фильтрации не более 50 м/сут она не превышает 1 м. Последующая строительная прокачка скважины способствует существенному удалению глинистых кольматирующих образований (не менее 20-40 % по массе) и в практических расчетах для этих условий может быть принята зона кольматации размером не более 0,5 м.

Экспериментальными исследованиями, проведенными нами на объектах сельскохозяйственного водоснабжения Саратовской области, установлено, что при бурении 7 - ми скважин с промывкой глинистым раствором плотностью  $\sim 1140 \text{ кг} / \text{м}^3$  масса вынесенной глины после освоения скважин с длиной фильтра 10 м находится в пределах 32 - 87 кг, а размер зоны кольматации изменяется от 40 до 80 мм.

В Оренбургской области при вскрытии тремя скважинами водоносного горизонта, приуроченного к пескам различного гранулометрического состава мощностью до 10,5 м, нами было произведены измерения расхода поглощения промывочной жидкости плотностью 1130-1390 кг / м<sup>3</sup>. Установлено, что дальность проникновения промывочной жидкости в верхней части водоносного горизонта составляет 1,5 - 2 м, а в средней части разреза - не более 0,8 м.

Необходимо также учитывать, что при неправильном подборе фильтра или гранулометрического состава гравийной обсыпки относительно состава водовмещающих пород также происходит механическая кольматация фильтров и гравийных обсыпок.

Как известно, размер отверстий фильтров обычно должен быть несколько больше среднего диаметра частиц водоносной породы  $d_{50}$ . Это необходимо для формирования в контактной зоне «фильтр – порода» так называемого естественного фильтра, который создается при прокачке скважины за счет выноса тонкозернистых фракций и задержки на водоприемной поверхности (сетке, проволоке) крупных частиц. Повышенная пористость и водопроницаемость контактной зоны обеспечивает расчетный дебит скважины.

В то же время при проведении полевых исследований неоднократно отмечалось, что коэффициент фильтрации, созданной на забое скважины гравийной обсыпки, существенно меньше коэффициента фильтрации исходного гравийного материала.

Для оценки сущности этих процессов и дополнительного сопротивления прифильтровой зоны были проведены лабораторные и полевые исследования.

Лабораторные эксперименты выполняли в секторном лотке с углом 60<sup>0</sup> при радиусе фильтра  $r_\phi = 0,05$  м и толщине слоя обсыпки  $r_0 - r_a = 0,2$  м.

Обработка большого числа опытных данных по изучению процесса механического кольматажа фильтров позволила установить, что их коэффициент фильтрации изменяется по экспоненциальному закону

$$k(r) = k_0 e^{-\Phi},$$

где  $\Phi = \alpha(r/r_\phi - 1)$ .

Здесь  $k(r)$  - коэффициент фильтрации фильтра в зоне  $r_\phi < r < r_0$ ;  $k_0$  - начальный коэффициент фильтрации фильтра;  $\alpha$  - параметр, характеризующий интенсивность проникновения частиц породы водоносного пласта в обсыпку и соответственно уменьшения коэффициента фильтрации.

Параметр  $\alpha$  зависит не только от отношения диаметра зерен обсыпки  $D_{50}$  к диаметру зерен водоносного пласта  $d_{50}$ , но и от множества других факторов, например, от изменения нагрузок на прифильтровую зону скважин при переходных процессах, вызываемых пуском и остановкой насосов, типа самого фильтра и др.

Обработка опытных данных по изменению коэффициента фильтрации гравийных фильтров позволила установить, что параметр  $\alpha$  находится в пределах 0,05 - 0,2.

## 1.2. Химическая кольматация фильтров и прифильтровых зон скважин

Химический кольматаж 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.

Равновесное состояние основных компонентов подземных вод зависит от температуры воды, давления, парциального давления газов, растворенных в воде. При заборе подземных вод из скважины в прифильтровой зоне происходит гидродинамическое возмущение. Это приводит к нарушению химического равновесия, обусловленного нарушением газового равновесия, выражющегося в гидролизе бикарбоната железа, окислении закисного железа до трехвалентной формы и избыточном образовании карбонат ионов с одновременным увеличении величины pH среды при удалении свободной углекислоты.

В прифильтровой зоне при контакте подземных вод с атмосферным воздухом, в котором парциальное давление углекислоты ничтожно мало, и понижении давления происходит десорбция свободной углекислоты из подземных вод. Параллельно в подземных водах, обычно обедненных кислородом, наблюдается его поглощение из воздуха, в результате чего двухвалентное железо окисляется до трехвалентного с образованием твердой фазы.

Избыток карбонат ионов при диссоциации связывается катионами кальция, всегда присутствующими в водоносных пластах, в результате чего в осадок выпадает кальция карбонат. Аналогичным образом возможно образование и карбонат железа .

Возможность образования в прифильтровой зоне нерастворимых в воде карбонатных соединений может быть прослежена по величине индекса насыщения J с использованием диаграммы Ланжелье, Гувера или номограммы И.Э.Апельцина, а также путем определения показателя Райзнера Ri [4]:

$$Ri = 2 \cdot pH_s - pH,$$

где  $pH_s$  - теоретическое значение равновесного насыщения воды карбонатом кальция,  $pH$  - фактическое значение.

При  $Ri = 5-6$  происходит интенсивное образование карбонатов, при  $Ri = 5-6$  - слабое их образование, а при  $Ri = 7,5 - 8,5$  происходит интенсивное растворение карбонатов.

Известные диаграммы устойчивости закисного железа в подземных водах (М.Ф. Стасиков, В.С. Крамбейн и Р.М. Гарелс и др.) или различные расчетные формулы равновесного насыщения подземных вод гидроксидом железа позволяют контролировать возможность осаждения твердой фазы в прифильтровой зоне.

При наличии в подземных водах сероводорода возможен процесс кольматажа скважин сульфидными соединениями железа, поэтому качественная оценка наличия сероводорода в подземных водах - важный критерий при определении возможности образования нерастворимых в воде сульфидов железа.

### 1.3. Биологическая кольматация фильтров и прифильтровых зон

Процесс отложения соединений железа и марганца в прифильтровых зонах скважин интенсифицируется деятельностью железобактерий, марганцевых бактерий (в основном *Siderocapsa* и *Sideromonas*) и сульфатвосстанавливающих бактерий (*Desulfovibrio desulfiricans*). В результате жизнедеятельности бактерий в прифильтровых зонах и на фильтрах скважин образуются

осадки соединений поливалентных металлов.

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.

В кольматирующих образованиях на фильтрах и в прифильтровых зонах во многих случаях обнаружены продукты жизнедеятельности бактерий. По внешнему виду эти осадки не отличаются от отложений, образующихся при химической кольматации.

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 углекислоту. 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 rН, связывающий Eh и pH:

$$rH = Eh / 0,029 + 2pH$$

Это соотношение справедливо при rН = 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, rН- 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.

## **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 водозaborах городов Новый Уренгой, Когалым, Сургут, а также на объектах сельскохозяйственного водоснабжения в Башкирии, Воронежской, Тамбовской областях и Краснодарском крае.

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  $219^0\text{F}$ , определяли потери массы при прокаливании до  $1832^0\text{F}$ . 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 залежи железа, оксида алюминия, кальция, магния, марганца, кремния, фосфора, сульфат- и сульфид-ионов, углекислого газа.

Результаты химического анализа кольматирующих образований скважин Воронежской, Тамбовской области, Краснодарского края, республики Башкортостан и дренажных систем приведены в Приложении 1.

По результатам анализов проб кольматирующих образований, отобранных из 125 скважин, каптирующих песчаные водонасыщенные породы, химический состав осадков изменяется в следующих пределах (%):  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  20,15-76,68;  $\text{FeO}$  0,38-40,11;  $\text{Al}_2\text{O}_3$  0,05-12,23;  $\text{MgO}$  0,05-4,08;  $\text{CaO}$  1,63-20,25;  $\text{SiO}_2$  0,03-2,80;  $\text{MnO}$  0,04-0,79;  $\text{P}_2\text{O}_5$  0,11-6,12;  $\text{FeS}$  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 минеральный 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.

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

Результаты исследований минерального состава кольматирующих образований представлены в таблице 1.

**Таблица 1**  
**Перечень минеральных образований в водозаборных скважинах**

Класс минерала	Наименование минерала	Формула минерала
Оксиды, гидроксиды	Вюстит	<b>FeO</b>
	Лимонит	<b>FeOOH</b>
	Гематит	<b><math>\alpha</math>-Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>
	Маггемитом	<b><math>\gamma</math>-Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>
	Магнетит	<b>FeO Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>
	Гетит	<b><math>\alpha</math>-FeO(OH)</b>
	Акагенитит	<b><math>\beta</math>-FeO(OH)</b>
	Лепидокрокит	<b><math>\gamma</math>-FeO(OH)</b>
	Цефаровичит	<b>Al<sub>3</sub>(OH)<sub>3</sub>[PO<sub>4</sub>]<sub>2</sub>·5H<sub>2</sub>O</b>
	Аугелит	<b>Al<sub>2</sub>[(PO<sub>4</sub>)<sub>3</sub>](OH)<sub>3</sub>]</b>
	Оксичерченит	<b>(Mn, Mg, Ca) 0,4 Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> 2 P<sub>2</sub>O<sub>5</sub> 21H<sub>2</sub>O</b>
Карбонаты	Кальцит	<b>CaCO<sub>3</sub></b>
	Арагонит	<b>CaCO<sub>3</sub></b>
	Фатерит	<b><math>\mu</math>-CaCO<sub>3</sub></b>
	Сидерит	<b>FeCO<sub>3</sub>,</b>
Сернистые соединения	Макинавит	<b>FeS</b>
	Троилит	<b>FeS</b>
	Пирротин	<b>Fe<sub>9</sub>S<sub>10</sub></b>
	Пирит	<b>FeS<sub>2</sub></b>
	Марказит	<b>FeS<sub>2</sub></b>

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

Сложные ассоциации минералов, возникающие в прифильтровых зонах 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

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 натурных кольматирующих образований были получены значения их плотности, приведенные в табл. 2.1.

Таблица 2.1

## Плотность кольматирующих образований

Район объекта	№ скважины	Место отбора пробы	Плотность, Кг/м <sup>3</sup>
Тамбовская область			
Жердевский район	2080	Сцементированные породы прифильтровой	2860
Токаревский район	2563	Зоны	3089
Рассказовский район	1383	Внутренняя часть сетчатого фильтра	2240
Воронежская область			
Новоусманский район	239/71	Водоподъемное оборудование	2742
Рамонский 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/ м<sup>3</sup> и в расчетах может быть принята равной 3000 кг/м<sup>3</sup>.

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

### 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 прифильтровой зоны и как следствие этого - падение производительности скважины. Степень кольматации пористой среды обычно выражается через насыщенность порового пространства осадком  $\alpha$ , определяемой по формуле:

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

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:

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

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

Результаты обследования скважин путем вскрытия прифильтровых 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	$k$	$k_0$	$k / k_0$	$\alpha$
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 прифильтровых зон скважин, оборудованные гравийными фильтрами, свидетельствуют о том, что размеры зоны интенсивной кольматации

ограничиваются в основном толщиной гравийной обсыпки [ 5 ,6 ]. 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  $\alpha$  гравийной обсыпки:

$$P = \alpha w_{\text{пор}} \rho_{\text{ос}}$$

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

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

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

где  $q_t$  -удельный дебит скважины в рассматриваемый момент времени  $t$ ;  $q_0$  - первоначальный удельный дебит скважины, т.е. при сдаче скважины в эксплуатацию;  $\beta$  - коэффициент интенсивности кольматационных процессов,  $\text{мес.}^{-1}$ ;  $t_{\text{зап}}$  - 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  $t_{\text{зап}}$  во времени в наступлении этой зависимости (стабильный период работы скважины).

Характерные данные по времени стабильной работы водозаборных скважин приведены в табл. 3.2.

**Таблица 3.2**  
**Данные по времени стабильной работы водозаборных скважин,  
оборудованных фильтрами различной конструкции**

№ скважины	Тип фильтра	Время стабильной работы, месяц
<b>Водозабор г. Нижний Новгород</b>		
2	Гравийный с водоприемной поверхностью из штампованного листа	9.5
11	Кожуховый с кожухом из просечного листа	7.1
3	Гравитационный	11.2
7	Гравитационный	7.9
4	Гравитационный	10.0
5	Гравитационный	9.5
6	Гравийно-проволочный	10.0
10	Гравийно-проволочный	6.8
1	Блочный на клее из гравия	9.8
12	Блочный на клее из гравия	7.4
8	Керамический	7.4
9	Керамический	5.5
14	Мягкопоролоновый	6.3
15	Мягкопоролоновый	5.8

16	Жесткокорлоновый	4.0
17	Жесткокорлоновый	7.6
18	Жесткокорлоновый	7.6
19	Керамический	3.0
20	Тарельчатый	8.5
<b>Водозабор г. Ульяновска</b>		
177-2а	Гравийно-проволочный	5.0
183-а	Гравийно-проводочный	35.5
124-а	Гравийно-проволочный	13.3
100-а	Гравийно-проводочный	7.0
102-3а	Гравийно-проводочный	12.7
103-а	Гравийно-проводочный	3.9
113-а	Гравийно-проводочный	7.9
164-а	Гравийно-проводочный	6.3
172-а	Гравийно-проводочный	8.9
85-а	Гравийно-проводочный	8.0
90-а	Гравийно-проводочный	12.8
177-а	Керамический	3.8
222-а	Керамический	4.1
159-а	Керамический	9.1
200-а	Керамический	4.2
122-а	Керамический	3.9
126-2а	Керамический	4.3
170-а	Керамический	3.2
199-а	Керамический	2.8
201-1	Керамический	4.5
<b>Водозабор г. Дзержинска</b>		
1	Гравийно-проводочный	12.0
5	Гравийно-проводочный	37.8
8	Гравийно-проводочный	26.3
25	Гравийно-проводочный	13.5
<b>Водозабор г. Воронежа</b>		
1	Гравийно-проводочный	36.0
14	Гравийно-проводочный	38.0
<b>Водозабор г. Саратова</b>		
3	Сетчатый с гравийной обсыпкой	5.6
12	Сетчатый с гравийной обсыпкой	6.2
13	Сетчатый с гравийной обсыпкой	5.3
<b>Водозабор г. Риги</b>		
42	Сетчатый с гравийной обсыпкой	11.3
78	Сетчатый с гравийной обсыпкой	14.5
85	Сетчатый с гравийной обсыпкой	58.0
50	Сетчатый с гравийной обсыпкой	49.5
3	Гравийно-проводочный	28.0
5	Гравийно-проводочный	34.0
<b>Дренаж г. Каменка-Днепровская</b>		
163	Гравийно-проводочный	38.0
181	Гравийно-проводочный	43.4
<b>Водозабор г. Курска</b>		
13-а	Гравийно-проводочный	6.4

56	Гравийно-проволочный	7.8
37	Гравийно-проволочный	18.6
50	Гравийно-проволочный	14.5
30	Гравийно-проволочный	11.8
28	Гравийно-проволочный	13.6
26	Гравийно-проволочный	10.4
32	Гравийно-проволочный	9.6
37	Гравийно-проволочный	8.2

Величина коэффициента интенсивности кольматационных процессов  $\beta$  ( по данным длительных наблюдений по 188 скважинам) колеблется от  $1,4 \times 10^{-2}$  до  $4,5 \times 10^{-2}$  ( средние показатели ). Прослеживается отчетливая связь между конструкциями фильтров и интенсивностью снижения удельных дебитов скважин. Так, для скважин с керамическими фильтрами  $\beta = 4,5 \times 10^{-2}$ , а для скважин, оборудованных гравийно-проводочными фильтрами  $\beta = 2,25 \times 10^{-2}$ . Рассчитанные параметры кольматационных процессов могут служить основой для оценки стабильной работы водозаборов и рациональных межремонтных периодов скважин.

## **4. ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОСТИ ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИНАХ**

### **4.1. Обследование водозаборных скважин**

Анализ состояния скважин различен в зависимости от того, производится оценка работающей или неработающей скважины. Во всех случаях обязательны оценка работы водоподъемного оборудования, демонтаж насоса, измерение глубины скважины, определение динамического  $H_d$  и статического  $H_{ct}$  уровня, дебита Q ( в работающей скважине ) и расчет удельного дебита  $q=Q/S$ , где  $S = H_d - H_{ct}$ .

Помимо оценки технического состояния водоподъемного оборудования должна быть произведена экспертная оценка его соответствия потенциальным возможностям параметрам пласта.

Измеренную глубину скважины сопоставляют с паспортной, т.е. начальной глубиной. Определяют, насколько заилен фильтр скважины и, следовательно, необходимость чистки с целью удаления из отстойника и из нижней части фильтра механических и химических осадков.

Измерения динамического и статического уровня необходимы для сопоставления их в период подготовки ремонтных работ и пуска скважины в эксплуатацию, а также для определения удельного дебита скважины в этот период.

Уровни в скважине измеряют от одной отметки. Вначале в работающей скважине электроуровнемером измеряют ее динамический уровень  $H_d$  и дебит Q. Желательно, чтобы откачка при опробовании скважины осуществлялась при понижении уровня близким к понижению уровня в начальный период эксплуатации скважины. Дебит скважины определяют по расходомеру или объемным способом. При откачке в воде определяют содержание песка. Эта норма не должна превышать 0.01 % по массе при установке электропогружных насосов. Восстановительные мероприятия в пескующих скважинах до ликвидации этого процесса, как правило, не производят.

Затем скважину отключают и измеряют восстановление уровня, т.е. постепенный его подъем до статического уровня  $H_{ct}$ . Желательно иметь 8-10 промежуточных замеров восстановления уровня и прослеживать восстановление уровня не менее 2 часов.

В простояющей скважине последовательность операций несколько иная : вначале определяют  $H_{ct}$ , затем монтируют водоподъемное оборудование и после 2-3 часов откачки определяют дебит скважины Q и динамический уровень  $H_d$  в ней. Далее рассчитывают понижение уровня S и удельный дебит q.

Сопоставление текущего удельного дебита с первоначальным позволяет выявить необходимость восстановительных мероприятий. Как правило, такая необходимость возникает при снижении удельного дебита на 20-30 % по сравнению с первоначальным, т.е. при сдаче скважины в эксплуатацию.

### **4.2. Оценка коэффициента фильтрации прифильтровой зоны скважины**

После оценки удельного дебита скважины q во время ее обследования можно с большой степенью достоверности оценить с учетом размерности соответствие удельного дебита коэффициенту водопроводимости пласта:

$$q \approx km,$$

где  $k$  - коэффициент фильтрации пласта,  $m$ - его мощность.

Как правило, коэффициент водопроводимости пласта величина известная. Скважина всегда находится в неудовлетворительном состоянии, если величина  $q$  значительно меньше по абсолютной величине коэффициента водопроводимости  $km$ . Приближенно можно оценить и коэффициент фильтрации прифильтровой зоны путем деления значения удельного дебита  $q$  на мощность пласта  $m$ . Сопоставление коэффициента фильтрации прифильтровой зоны с коэффициентом фильтрации пласта также позволит ориентировочно оценить, насколько фильтрационные свойства скважины ухудшены (улучшены ) в сравнении с характеристиками пласта.

Может оказаться, что коэффициент водопроводимости или коэффициент фильтрации в исходных материалах отсутствует, в равной степени как и первоначальный удельный дебит, а оценить необходимость восстановительных работ требуется прямо на месте.

Тогда кроме полученного дебита, необходимо по этой же скважине получить сведения о фильтрационных характеристиках пласта. Лучше всего этот вопрос решается, если рядом с эксплуатационной скважиной имеется наблюдательная на расстоянии 5-7 м или прифильтровый пьезометр.

После остановки насоса восстановление уровня измеряют в наблюдательной и эксплуатационной скважине. Полученные данные о понижении уровня  $S_i$  от статического уровня  $H_{st}$  (последнего замера) в момент времени  $t_i$  обрабатываются следующим образом.

Строят графики зависимости наблюдаемых понижений уровня  $S_i$  соответствующих  $\lg t^*$ :

$$\Delta S = f(\lg t^*), \text{ где } \Delta S = S_0 - S_i.$$

Определяют уклоны графиков по пьезометру и эксплуатационной скважине :

$$\operatorname{tg} \alpha = (S_{i+1} - S_i) / (\lg t_{i+1} - \lg t_i).$$

При известном уклоне  $\operatorname{tg} \alpha$  = В графиков определяют коэффициенты водопроводимости пласта и прифильтровой зоны :

$$T = km = 0,183 Q / B.$$

Здесь водопроводимость будет иметь размерность расхода, то есть если расход измеряется в  $\text{m}^3 / \text{ч}$ , то и водопроводимость будет иметь такую же размерность.

Сопоставляются коэффициент водопроводимости прифильтровой зоны с коэффициентом водопроводимости пласта; если он в 2-3 раза меньше коэффициента водопроводимости пласта, то следует назначать ремонтные работы.

В случае установки в внешнем контуре скважины прифильтрового пьезометра коэффициент фильтрации прифильтровой зоны определяют по формуле

$$k = (Q / 2\pi m S) \ln r_n / r_c,$$

где  $r_n$  - расстояние от оси скважины до пьезометра,  $r_c$  - радиус скважины.

Коэффициент фильтрации пласта при наличии пьезометра определяется по формуле Дюпони

$$k_n = [Q / 2\pi m (S_c - S_n)] \ln r_n / r_c,$$

где  $S_c$  и  $S_n$  - понижение уровней в скважине и пьезометре.

Величина показателя обобщенного сопротивления скважины при наличии пьезометра оценивается по формуле

$$\xi = [(k / k_n) - 1] \ln r_n / r_c.$$

При отсутствии у водозаборной скважины пьезометра показатель обобщенного сопротивления скважины может быть определен по полученным данным о восстановлении уровня жидкости в стволе скважины с использованием графика  $\Delta S = f(\lg t^*)$

$$\xi = 1.15 (A/B - 2.25 \chi / r_c^2),$$

где A - начальная ордината графика,  $\chi$  -коэффициент пьезопроводности пласта.

#### 4.3. Характерные примеры состояния скважин при их обследовании

Контрольное обследование скважин позволяет получить следующие сведения:  $Q_1, H_{ct}$ ,  $H_d$ ,  $S_1$ ,  $q_1$  и содержание песка в откачиваемой воде. Рассмотрим характерные примеры соотношения определяемых параметров с первоначальными, зафиксированными в паспорте скважины.

Пример 1. При обследовании скважины получено:  $Q_1=Q_0$ ;  $H_{ct}^1=H_{ct}$ ;  $H_d^1=H_d$ ;  $S_1=S_0$ ;  $q_1=q_0$  или удельный дебит уменьшился незначительно (до 10 %). Пескования не отмечено. В рассматриваемый период кольматационные процессы не проявились. Проведение ремонтных работ не требуется.

Пример 2. При обследовании скважины получено:  $Q_1=Q_0$ ;  $H_{ct}^1=H_{ct}$ ,  $H_d^1=H_d$ ;  $S_1=S_0$ ;  $q_1=q_0$  или удельный дебит уменьшился незначительно (до 10 %). Пескования не отмечено. В рассматриваемый период кольматационные процессы не проявились. Первоначальный удельный дебит не соответствует фильтрационным параметрам пласта. В рассматриваемый период кольматационные процессы не проявились. Необходимо назначить работы по реагентной разглинизации прифильтровой зоны скважины.

Пример 3. При обследовании скважины получено:  $Q_1=Q_0$ ;  $H_{ct}^1=H_{ct}$ ;  $H_d^1>H_d$ ;  $S_1>S_0$ ;  $q_1<q_0$  на 25 %. Имеет место кольматация прифильтровой зоны, необходим восстановительный ремонт.

Пример 4. При обследовании скважины получено:  $Q_1<Q_0$ ;  $H_{ct}^1<H_{ct}$ ;  $H_d^1>H_d$ ;  $S_1=S_0$ ;  $q_1<q_0$ . Такой результат обследования свидетельствует о выработке запасов подземных вод. Ремонт не требуется.

Пример 5. При обследовании скважины получено: насос работает в пульсирующем режиме;  $H_{ct}^1=H_{ct}$ ;  $H_d^1>H_d$ ;  $q_1<q_0$ ; содержание песка в норме. Насос работает с забором воздуха, что является следствием существенной кольматации прифильтровой зоны, необходим восстановительный ремонт.

Перечисленными примерами не ограничиваются возможные варианты оценки состояния скважины, но они являются наиболее характерными и распространенными в практике эксплуатации водозаборных скважин.

## **5. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДЕБИТОВ ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН**

Основная задача работ при восстановлении дебита скважин, оборудованных фильтрами, - удаление кольматирующих образований с фильтра и из прифильтровой зоны. Методы восстановления дебита водозаборных скважин в зависимости от характера воздействия на фильтр и прифильтровую зону делятся на импульсные, реагентные и импульсно - реагентные.

Импульсные методы основаны на создании внутри фильтра и в прифильтровой зоне мгновенного перепада давления ,что приводит к ударным нагрузкам разной интенсивности и появлению фильтрационных потоков переменного направления при значительных градиентах. Среди импульсных методов наиболее широко применяют взрыв торпеды из детонирующего шнуря (ТДШ), электрогидравлическую и пневмоимпульсную обработку.

Реагентные методы основываются на растворении кольматирующих соединений технологическими растворами, подаваемыми в прифильтровую зону скважины.

Импульсно-реагентные методы представлены различными сочетаниями импульсных и реагентных методов. Такого рода комбинированное воздействие на кольматирующие образования не получило промышленного распространения в практике ремонта водозаборных скважин.

### **5.1. Восстановление дебита скважин взрывом торпеды из детонирующего шнуря**

При восстановлении производительности скважин взрывом торпеды из детонирующего шнуря в качестве взрывчатого вещества используют детонирующий шнур. В торпедах (табл. 5.1) из детонирующего шнуря применяют шнур марок ДШ-В и ДШУ-60 (табл. 5.2).

**Таблица 5.1**  
**Техническая характеристика торпед из детонирующего шнуря**

№	Показатели	ТДШ-50	ТДШ-25	ТДШ-В
1	Максимальный наружный диаметр торпеды без центраторов, мм	50	25	60
2	Длина груза, мм	1000	2200	500
3	Масса груза. Кг	16	7	5
5	Допустимая максимальная температура, ° F	176	176	176
6	Допустимое максимальное гидростатическое давление, Мпа	50	50	50
7	Длина торпеды, м	1-100	1-100	1-10
8	Число отрезков детонирующего шнуря	1-5	1-5	1-2

Таблица 5.2  
Техническая характеристика детонирующих шнуров

№	Показатели	ДШ-В	ДШУ-60
1	Наружный диаметр, мм	5.5-6.1	8
2	Масса взрывчатого вещества (ВВ) на 1 м, г	13,5	33
3	Род ВВ	ТЭН	Гексаген
4	Скорость детонации, м/с	6500	7000
5	Максимальная температура применения, <sup>0</sup> F	176	212
6	Максимальное давление в скважине, Мпа	30	50
7	Срок хранения, годы	5	5

Шнур детонирует от электродетонаторов типа ЭДС-8-56, ЭДС, ТЭД.

При взрыве взрывчатого вещества освобождается большое количество энергии в ограниченном объеме за короткий срок (20 мкс). В результате взрыва образуется сильно нагретый газ с высоким давлением и в жидкости генерируется и распространяется ударная волна. Ударная волна – это тонко переходная область, движущаяся в жидкости и водонасыщенной пористой среде. Движение поверхности раздела между сжатой и невозмущенной средой называют фронтом ударной волны.

Образовавшиеся при взрыве газы, имеющие в первоначальный момент большое давление, начинают интенсивно расширяться до полного израсходования запаса энергии. В момент достижения газовым пузырем максимального объема давление в нем становится в 1.5-2 раза меньше пластового давления. В этот момент в результате перепада пластового и гидростатического давления в скважине происходит интенсивное нарушение зоны кольматации.

При пульсации газового пузыря происходит ряд положительных и отрицательных гидродинамических ударов в прискважинной зоне, что также способствует увеличению ее водопроницаемости.

Энергия взрыва детонирующего шнуря распределяется следующим образом: 32 % приходится на долю ударной волны. 20 % - на пульсацию газового пузыря и 48 % - на тепловые и прочие потери.

Е.Ю. Щеголевым [7] исследовалось интенсивность воздействия взрыва детонирующего шнуря на фильтры различного диаметра (табл. 5.3), а также характер затухания давления в водонасыщенных песках при взрыве одной нитки ТДШ в фильтре скважины диаметром 6" (табл.5.4).

**Таблица 5.3**

**Давление ( МПС ) на стенку фильтра при взрыве в скважине шнура ДШ-В**

Число ниток ДШ-В	$\varnothing 6 "$	$\varnothing 8 "$	$\varnothing 10 "$	$\varnothing 12 "$
1	31.3	23.8	18.1	15.2
2	40.7	30.9	23.5	19.7
3	47.3	36.0	27.3	22.9

**Таблица 5.4**

**Изменения давления в водонасыщенных песках при взрыве одной нитки детонирующего шнура в фильтре скважины диаметром 6 "**

Давление, кг /см <sup>2</sup>	163	80	54	39	30	22	20	18	15	12
Расстояние от стенки фильтра, м	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0

В табл.5.5 приведено допустимое давление на фронте ударной волны для фильтров различной конструкции при сроке эксплуатации скважины не более 2 лет.

**Таблица 5.5**

**Допустимое давление в зависимости от конструкции каркаса фильтра и водоприемной поверхности**

Каркас фильтра	Водоприемная поверхность	Давление, Мпа
Перфорированный трубчатый	Отсутствует	60
Перфорированный трубчатый	Проволочная, $\varnothing 3$ мм	50
Перфорированный трубчатый	Штампованный лист толщиной 0.8-1.0 мм	20
Перфорированный трубчатый	Сетчатая	10
Каркасно-стержневой	Отсутствует	40
Каркасно-стержневой	Проволочная, $\varnothing 3$ мм	30
Каркасно-стержневой	Штампованный лист толщиной 0.8-1.0 мм	20
Каркасно-стержневой	Сетчатая	10
Штампованный, стальной	Отсутствует	30
Штампованный, стальной	Проволочная, $\varnothing 3$ мм	30
Штампованный, стальной	Сетчатая	10
Перфорированный полиэтиленовый	Отсутствует	5
Перфорированный поливинилхлоридный	Отсутствует	2
Блочный	Отсутствует	2

Технология обработки скважины взрывом детонирующего шнуря следующая.

Замеряют дебит скважины, динамический и статический уровень в скважине и определяют удельный дебит скважины. Демонтируют водоподъемное оборудование, проверяют возможность спуска в фильтр скважины заряда путем ее шаблонирования. Непосредственно у скважины собирают торпеду, причем ее длину принимают равной длине фильтра. Собранную торпеду на стальном тросе с центриаторами и грузом опускают лебедкой в фильтр скважины и подрывают ее. Из скважины извлекают трос, монтируют водоподъемное оборудование и производят необходимые замеры.

В руководящем документе [8] даны следующие рекомендации по обработки скважин взрывом ТДШ:

- Скважины, каптирующие рыхлые водонасыщенные отложения, обрабатывают взрывом ТДШ в одну нитку при следующих видах водоприемной поверхности: проволочная намотка диаметром каркаса 168-299 мм и штампованный лист диаметром каркаса 245-299 мм . Обработка скважин производится через 2-5 лет их эксплуатации , но не более 3-4 раз за весь период службы скважины.
- Для увеличения производительности скважин, каптирующих трещиноватые полускальные породы и оборудованных перфорированным трубчатым или каркасно-стержневым фильтром, используют фугасные торпеды различной конструкции или торпеду, состоящую из двух-трех ниток детонирующего шнуря.

Эффективность обработок скважин взрывом детонирующего шнуря показана в табл.5.6.

**Таблица 5.6**  
**Эффективность обработок водозaborных скважин взрывом ТДШ**

Участок опытных работ	Число скважин	Среднее увеличение дебита, раз
Водозаборы Кировской области	13	2.8
Водозаборы Калужской области	6	3.0
Водозаборы Челябинской области	8	3.0
Водозаборы Московской области	23	2.5
Дренаж Куйбышевского водохранилища	23	3.3
Массив орошения Каменский под, Украина	4	2.3
Итого :	77	2.9

Удельный дебит, увеличенный в результате ремонта скважин взрывом детонирующего шнуря на участках опытных работ, через 10-12 месяцев обычно снижается до величин, зафиксированных до обработки.

При ремонте скважин взрывом ДШ межремонтный период рекомендуется принимать в пределах одного года.

Диаметр фильтра, дюйм	6	8	10	12
Давление, МПа	5.4	3.9	3.0	2.5

## **5.2. Восстановление дебита скважин при помощи электрогидравлического удара**

### **7. ВОССТАНОВЛЕНИЕ ДЕБИТА СКВАЖИН ПРИ ПОМОЩИ ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА**

Технология основана на использовании высоковольтного электрического разряда в жидкой среде. При электрическом разряде в жидкой среде происходит формирование канала сквозной проводимости с последующим его расширением до схлопывающейся низкотемпературной плазменной каверны, образующей ударную волну и волны сжатия. Время действия ударной волны не превышает  $0,3 \times 10^{-6}$  сек. Ударная волна, распространяясь в прифильтровой зоне, производит разрушение колматирующих образований. Давление на стенки фильтра различных диаметров при электрогидравлическом разряде представлено в табл. 7.1 [1].

**Таблица 7.1**  
**Давление на стенки фильтра при электрогидравлическом разряде  
в зависимости от диаметра фильтра**

Диаметр фильтра, дюйм	6	8	10	12
Давление, МПа	5.4	3.9	3.0	2.5

В настоящее время научно-исследовательскими организациями разработаны различные конструкции для электрогидравлической обработки скважин. Обычно устройство для электрогидравлической обработки скважины состоит из наземной и погружной частей, соединенных между собой коаксиальным или геофизическим кабелем КГ-3. Промышленное внедрение получило скважинное электроразрядное устройство «СКИФ-5», разработанное институтом импульсных процессов и технологий Академии наук Украины. Технические характеристики устройства «СКИФ-5» для обработки водозаборной скважины приведены в табл.7.2.

**Таблица 7.2**  
**Технические характеристики скважинного электроразрядного  
устройства «СКИФ-5»**

№	Показатели	Характеристики
1	Питание	
	напряжение, В	220
	частота тока, Гц	50
2	Потребляемая мощность, кВт	1
3	Габариты наземной части, мм	200x400x500
4	Габариты погружной части, мм	
	диаметр	140
	длина в сборе	3000
5	Масса, кг	
	наземной части	20
	погружной части	78
6	Предельное давление, МПа	10
7	Предельная температура, °F	104

Технология обработки скважин методом электрогидравлической обработки включает замеры дебита скважины, статического и динамического уровня, определение

удельного дебита скважины и последующий демонтаж водоподъемного оборудования. Далее до верхнего интервала фильтра скважины спускают на лебедке скважинное устройство и начинают генерацию импульсов высокого напряжения с последовательным перемещением устройства вдоль фильтра скважины. После обработки производят подъем устройства, монтируют водоподъемное оборудование и производят необходимые замеры в скважине.

В руководящем документе [2] даны следующие рекомендации по технологическим параметрам обработки скважин:

- При давлении ударной волны в фильтре скважины в пределах 4-6 Мпа достаточное количество импульсов на 1 погонный метр фильтра с проволочной обмоткой составляет 300-500;
- При давлении ударной волны в фильтре скважины в пределах 4-6 Мпа достаточное количество импульсов на 1 погонный метр сетчатого фильтра - 100-200;
- При давлении ударной волны в фильтре скважины в пределах 4-6 Мпа достаточное количество импульсов на 1 погонный метр фильтровых каркасов, установленных в полускальных породах, должно быть не менее 500.

Эффективность обработок водозаборных скважин методов электрогидравлической обработки представлена в табл. 7.3.

**Таблица 7.3  
Эффективность обработок скважин электрогидравлическим ударом**

№	Участок опытных работ	Число скважин	Увеличение дебита скважин, раз
1	Дренажные системы Курской магнитной аномалии	51	1.5
2	Объекты сельскохозяйственного водоснабжения на территории России	122	2.6
3	Водозаборы г. Вильнюса (Литва)	22	1.4
	Итого	195	2.2

Рациональным межремонтным периодом при обработке скважин, каптирующих рыхлые отложения, рекомендуется считать срок, равный 7 месяцам, а при обработке скважин, каптирующих трещиноватые полускальные породы и оборудованные каркасными фильтрами, ориентированная продолжительность межремонтного периода находится в пределах двух-трех лет [2].

#### Список литературы

1. Щеголов Е.Ю. Регенерация водозаборных скважин импульсными методами. Диссертация. М.: ВНИИ ВОДГЕО , 1987 –141 с
2. Пособие по проектированию сооружений для забора подземных вод (к СНиП 2.04.02-84)/ ВНИИ ВОДНОЕ Госстроя СССР-М: Стройиздат, 1989 .-272 с.

Технология основана на использовании высоковольтного электрического разряда в

жидкой среде . При электрическом разряде в жидкой среде происходит формирование канала сквозной проводимости с последующим его расширением до схлопывающейся низкотемпературной плазменной каверны, образующей ударную волну и волны сжатия. Время действия ударной волны не превышает  $0,3 \times 10^{-6}$  сек. Ударная волна, распространяясь в прифильтровой зоне, производит разрушение кольматирующих образований. Давление на стенки фильтра различных диаметров при электрогидравлическом разряде представлено в табл. 5.7.

**Таблица 5.7.**  
**Давление на стенки фильтра при электрогидравлическом разряде  
в зависимости от диаметра фильтра**

Устройство для электрогидравлической обработки скважины состоит из наземной и погружной частей , соединенных между собой геофизическим кабелем КГ-3 . Технические характеристики скважинного электроразрядного устройства «СКИФ-5» для обработки водозaborной скважины приведены в табл.5.8.

**Таблица 5.8**  
**Технические характеристики скважинного электроразрядного  
устройства «СКИФ-5 »**

№	Показатели	Характеристики
1	Питание	
	напряжение, В	220
	частота тока, Гц	50
2	Потребляемая мощность, кВт	1
3	Габариты наземной части, мм	200x400x500
4	Габариты погружной части, мм	
	диаметр	140
	длина в сборе	3000
5	Масса, кг	
	наземной части	20
	погружной части	78
6	Предельное давление, МПа	10
7	Предельная температура, $^{\circ}\text{F}$	104

Технология обработки скважин методом электрогидравлической обработки включает замеры дебита скважины, статического и динамического уровня, определение удельного дебита скважины и последующий демонтаж водоподъемного оборудования. Далее до верхнего интервала фильтра скважины спускают на лебедке скважинное устройство и начинают генерацию импульсов высокого напряжения с последовательным перемещением устройства вдоль фильтра скважины. После обработки производят подъем устройства , монтируют водоподъемное оборудование и производят необходимые замеры в скважине.

В руководящем документе [8] даны следующие рекомендации по технологическим параметрам обработки скважин:

- При давлении ударной волны в фильтре скважины в пределах 4-6 Мпа достаточное количество импульсов на 1 м фильтра с проволочной обмоткой составляет 300-500;

- При давлении ударной волны в фильтре скважины в пределах 4-6 Мпа достаточное количество импульсов на 1 пм сетчатого фильтра - 100-200;
- При давлении ударной волны в фильтре скважины в пределах 4-6 Мпа достаточное количество импульсов на 1 пм фильтровых каркасов, установленных в полускальных породах, количество импульсов на 1 м фильтра должно быть не менее 500.

Эффективность обработок водозаборных скважин методов электрогидравлической обработки представлена в табл. 5.9.

**Таблица 5.9  
Эффективность обработок скважин электрогидравлическим ударом**

№	Участок опытных работ	Число скважин	Увеличение дебита скважин, раз
1	Дренажные системы Курской магнитной аномалии	51	1.5
2	Объекты сельскохозяйственного водоснабжения на территории России	122	2.6
3	Водозаборы г. Вильнюса (Литва)	22	1.4
	Итого	195	2.2

Рациональным межремонтным периодом при обработке скважин, каптирующих рыхлые отложения, рекомендуется считать срок, равный 7 месяцам, а при обработке скважин, каптирующих трещиноватые полускальные породы и оборудованные каркасными фильтрами, ориентированная продолжительность межремонтного периода находится в пределах двух-трех лет [8].

### **5.3. Восстановление дебита скважин при помощи пневмоимпульса**

Технология пневмоимпульсной обработки основана на преобразовании энергии сжатого воздуха при его мгновенном расширении в механическую работу, вызванную пульсацией газового пузыря. Предварительно накопленный в камере сжатый воздух с большой скоростью выхлопывается в фильтре скважины, образуя воздушный пузырь. Резкое сжатие прилегающих слоев жидкости приводит к распространению в ней акустической волны сжатия и образованию радиальных гидропотоков. При снижении давления в полости пузыря до гидростатического происходит схлопывание пузыря, затем его пульсация и всплытие. Генерация в фильтре скважины акустических волн и гидропотоков переменного направления приводит к разрушению колматирующих образований.

При наличии в подземных водах аэробных железобактерий после пневмоимпульсной обработки скважин происходит интенсификация процесса биологического колматажа.

Для пневмоимпульсной обработки используют установки АВПВ - 150 и АСП-Т (табл. 5.10).

Таблица 5.10  
Технические характеристики пневмоустановок АВПВ -150 и АСП-Т

№	Показатели	АВПВ -150	АСП-Т
1	Максимальное рабочее давление в магистрали пневмокамеры, МПа	12	12
2	Рабочая вместимость пневматической камеры, см <sup>3</sup>	300,500,1000	500
3	Диаметр пневматической камеры, мм	75	75
4	Частота срабатывания пневмокамеры, Гц	0.3-0.5	0.3-0.5
5	Наименьший диаметр обрабатываемой скважины, мм	118	90
6	Срок годности, лет	5	5
7	Транспортное средство	бортовая машина	Прицеп

Технология обработки скважин методом пневмоимпульсной обработки включает замеры дебита скважины, статического и динамического уровня, определение удельного дебита скважины и последующий демонтаж водоподъемного оборудования. Далее до верхнего интервала фильтра скважины спускают на лебедке пневматическую камеру и начинают генерацию пневмоимпульсов с последовательным перемещением камеры вдоль фильтра скважины. После обработки производят подъем пневматической камеры, монтируют водоподъемное оборудование и производят необходимые замеры в скважине.

В руководящем документе [8] даны следующие рекомендации по применению пневмоимпульсной обработке водозаборных скважин (табл.5.11).

Таблица 5.11  
Технологические характеристики пневмоимпульсной обработки

Характеристики	Диаметр фильтра, дюйм		
	6	8	10
<b>Сетчатый фильтр</b>			
Объем пневмокамеры, л	0.3	0.5	1.0
Давление в воздухосборнике, Мпа	4-6	6-8	8-10
Число импульсов на 1 м фильтра ,шт.	2-3	3-5	5-8
<b>Каркасный фильтр с проволочной обмоткой или штампованным листом</b>			
Объем пневмокамеры, л	0.3	0.5	1.0
Давление в воздухосборнике, Мпа	10-15	10-15	10-15
Число импульсов на 1 м фильтра ,шт.	4-5	5-8	8-12
<b>Перфорированный трубчатый, каркасный фильтр</b>			
Объем пневмокамеры, л		1	
Давление в воздухосборнике, Мпа		10-15	
Число импульсов на 1 м фильтра ,шт.		более 10	

Эффективность пневмоимпульсных обработок водозаборных скважин с гравийно-проводочными фильтрами представлена в табл. 5.12.

Таблица 5.12

## Эффективность пневмоимпульсных обработок водозаборных скважин

№	Участок опытных работ	Число скважин	Увеличение дебита скважин, раз
1	Дренажная система Куйбышевского водохранилища	44	2.5
2	Дренажная система г. Никополь (Украина)	13	3.1
3	Водозабор г. Комсомольска (Украина)	8	1.6
4	Киевский водозабор г. Курска	40	1.4
	Итого	105	2.1

Рациональным межремонтным периодом при обработке скважин, каптирующих рыхлые отложения, рекомендуется считать срок, равный 6 месяцам, а при обработке скважин, каптирующих трещиноватые полускальные породы и оборудованные каркасными фильтрами, ориентировочная продолжительность межремонтного периода находится в пределах двух-трех лет [8].

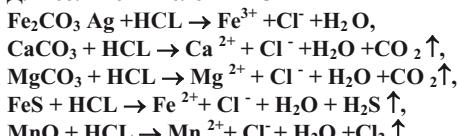
#### 5.4. Восстановление дебита скважин реагентными методами

В отличие от импульсных методов, создающих трещины в закольматированных породах, действие реагентных методов основано на растворении кольматирующих соединений.

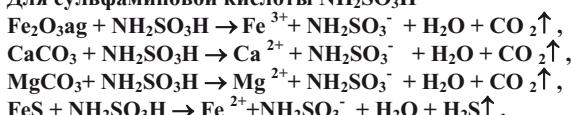
В российской практике среди реагентов кислотного действия для обработок водозаборных скважин в промышленных масштабах используют соляную кислоту **HCl**. Кислоты органического происхождения (лимонная, сульфаминовая, уксусная и другие кислоты) из-за низкой растворяющей способности дегидратированных кольматирующих соединений и высокой их стоимости не нашли широкого применения. В американских сервисных компаниях для восстановления производительности водозаборных скважин широко используют гранулированную сульфаминовую кислоту **NH<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>H** [9]. Эффект достигается за счет регулярных обработок скважин (через 1-2 года) в период их эксплуатации.

Общий механизм растворения кольматирующих образований растворами соляной и сульфаминовой кислотой может быть представлен следующим образом.

##### Для соляной кислоты HCl



##### Для сульфаминовой кислоты NH<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>H



При кислотных обработках растворы подаются в фильтр и прифильтровую зону, после чего их выдерживают определенное время (от 1 до 3 суток) в статических условиях (**метод реагентной ванны**) или создают возвратно-поступательное движение раствора в заколматированной прифильтровой зоне путем подачи сжатого воздуха в герметизированную скважину с последующим сбросом давления (**циклическая реагентная обработка**).

Технология кислотной обработки скважин включает замеры дебита скважины, статического и динамического уровня, определение удельного дебита скважины и последующий демонтаж водоподъемного оборудования. Далее монтируют скважинное оборудование (оголовок, герметизирующий устье скважины, реагентопровод, воздухопровод и сбросной трубопровод), закачивают расчетный объем раствора в прифильтровую зону и производят обработку скважины методом кислотной ванны или методом циклической обработки.

После обработки производят демонтаж оборудования, монтируют водоподъемное оборудование и производят необходимые замеры в скважине.

Эффективность циклических солянокислотных обработок водозаборных скважин представлена в табл. 5.13.

**Таблица 5.13**

**Эффективность циклических солянокислотных обработок водозаборных скважин**

№	Водозабор подземных вод	Число Скважин	Суммарный Дебит до Обработки, м <sup>3</sup> /час	Суммарный Дебит после Обработки, м <sup>3</sup> /час	Увеличение Дебита, раз
1	Балтезерс, г. Рига (Латвия)	85	1579.0	2514.3	1.6
2	Балтезерс-1, г. Рига (Латвия)	56	1169.6	2139.2	1.8
3	Закюмуйжа, г. Рига (Латвия)	46	941.8	1431.06	1.5
4	Ремберги, г. Рига (Латвия)	64	1136.8	1658.88	1.5
5	Гауя, г. Рига (Латвия)	78	1995.4	3506.49	1.75
6	Г. Печора	6	78.0	179.4	2.3
7	Объекты сельхозводоснабжения Республики Башкортостан	30	186.0	353.4	1.9
8	Объекты сельхозводоснабжения Тамбовской области	125	637.5	1179.375	1.85
9	Дренажные системы Краснодарского водохранилища	236	1038.4	16 61.4	1.6
Итого :		726	8762.5	14623.505	1.7

В соответствии с руководящим документом [8] ориентировочно межремонтный период скважин, каптирующих водоносные песчаные породы, рекомендуется принимать в пределах двух-четырех лет.

## **6. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН**

Для выбора технологии обработки скважины были использованы следующие критерии:

1. Восстановление удельного дебита скважин после обработки относительно первоначального, т.е. при сдаче скважины в эксплуатацию, в зависимости от срока обработки скважины.
2. Продолжительность межремонтного периода скважин.

По первому критерию нами был произведен анализ результатов обработок скважин рассматриваемыми технологиями в различных гидрогеологических условиях применительно к рыхлым водонасыщенным породам.

Установлено, что восстановление удельного дебита скважин относительно первоначального  $q_t$  (%) в зависимости от срока эксплуатации скважины (  $t$ , год ) может быть аппроксимировано экспоненциальной зависимостью вида:

$$q_t = 100 e^{-\alpha t},$$

где  $\alpha$  - коэффициент, равный для обработки взрывом ТДШ- 0,076, электрогидроударом - 0,155, пневмоимпульсом - 0,177 и реагентом-0,145;  $t$ -количество лет эксплуатации скважины.

По этому критерию наиболее эффективна обработка взрывом ТДШ, а остальные технологии сравнительно близки при некотором преимуществе реагентной обработки. Следует учитывать, что применение взрыва ТДШ в рассматриваемых условиях сопряжено с определенным риском из-за снижения прочностных характеристик фильтров коррозийными процессами.

По второму критерию в рассматриваемых условиях предпочтение отдается реагентному методу обработки (межремонтный период 2-4 года).

Кроме того, величина дополнительного отбора воды за счет обработки максимальна у реагентного метода обработки скважин.

Вместе с тем применение солянокислотных растворов для обработки скважин сопряжено с определенными трудностями:

- необходимость транспортировки значительных объемов агрессивной жидкой кислоты на территорию водозабора;
- определенные проблемы в организации ее хранения на площадках водозабора;
- высокая коррозийная активность кислоты;
- необходимость соблюдения специальных мер безопасности труда.

Эти факторы предопределили необходимость разработки технологии обработки водозаборных скважин порошкообразными реагентами.

## **7. РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН ПОРОШКООБРАЗНЫМИ РЕАГЕНТАМИ**

По механизму взаимодействия жидких и порошкообразных реагентов с кольматирующими образованиями водозаборных скважин они могут быть подразделены на монофункциональные и полифункциональные. Среди монофункциональных реагентов выделены 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 кольматирующих образований и растворяющемуся в результате данного процесса;
3. Реагенты-комплексообразователи, обеспечивающие образование растворимых комплексных соединений с участием моно- и поливалентных металлов кольматирующих образований;
4. Полифункциональные реагенты. Их растворяющая способность основана на сочетании кислотного и окислительно-восстановительного действия на кольматирующие образования.

Для выбора основного реагента для обработок скважин были использованы следующие критерии:

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

В результате многочисленных опытов с различными порошкообразными реагентами выделенных типов было выбрано три вида реагентов, с которыми и были продолжены исследования.

Для оценки растворяющейся способности сцементированных дегидратированных железистых соединений, отобранных из прифильтровой зоны скважины, были проведены лабораторные опыты. В ходе опытов образцы кольматирующих образований взаимодействовали с технологическим раствором в течение 30 минут при температуре  $68^{\circ}F$  и определяли в фильтрате содержание растворенного железа  $\Delta Fe_1$  колориметрическим способом. Остаточное содержание железа в образце определяли путем вторичной обработки образца концентрированной соляной кислотой при встряхивании на шуттль-аппарате в течение 30 минут. Во вторичном фильтрате также определяли содержание растворенного железа ( $\Delta Fe_2$ ). Степень растворения оценивалась как отношение концентраций растворенного железа после обработки

технологическим раствором к общей концентрации растворенного железа после двух обработок  $\Delta Fe_1 / (\Delta Fe_1 + \Delta Fe_2)$ .

Результаты опытов представлены в табл. 7.1

**Таблица 7.1**

**Эффективность растворения дегидратированных железистых  
кольматирующих образований различными технологическими растворами**

№ опыта	Раствор	Степень растворения, %
1	HCL ,15 %	78,8
2	NH <sub>2</sub> SO <sub>3</sub> H , 10 %	5,1
3	Раствор № 1	62,5
4	Раствор № 2	90,5
5	Раствор № 3	50,1

В ходе дальнейших лабораторных экспериментов была также произведена оценка растворяющей способности технологического раствора № 1 алюмосиликатов при обработке монтмориллонитовой, каолинитовой глин и твердой фазы бурового раствора, выделенной при бурении скважины на одном из месторождений Когалыма (условно-когалымская глина).

Образцы глин массой 2 г обрабатывали растворами объемом 50 мл в статических условиях, после чего отделяли осадок фильтрованием и в фильтрате определяли содержание Si<sub>2</sub>O<sub>3</sub> и Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>.

Для определения содержания Si<sub>2</sub>O<sub>3</sub> использовали гравиметрический и фотометрический методы, содержание Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> определяли фотометрическим методом с использованием сульфонитразо ДАФ [10,11,12].

Предварительно проведено определение содержания оксидов кремния и алюминия в самих исследуемых образцах глин (табл. 7.2).

**Таблица 7.2**

**Содержание Si<sub>2</sub>O<sub>3</sub> и Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> в глинах**

№	Проба глины	Si <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , мг / л	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , мг / л
1	Каолинит	974,34	259,50
2	Монтмориллонит	1012,91	134,75
3	Когалымская глина	879,53	194,65

Результаты определений содержания алюмосиликатов в технологическом растворе № 1 представлены в табл. 7.3.

**Таблица 7.3**

**Содержание Si<sub>2</sub>O<sub>3</sub> и Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> в растворах после обработки глин**

№	Проба глины	Si <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , мг / л	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , мг / л	Сумма, мг/л
1	Когалымская глина	95,35	8,31	103,66
2	Монтмориллонитовая глина	216,59	9,44	226,03
3	Каолинитовая глина	91,69	8,31	100,00

Как видно из представленных данных, растворение алюмосиликатов ( % ) в технологическом растворе №1 распределяется следующим образом:  
монтмориллонитовая глина - 19,7 , когалымская глина -9,1 и каолинитовая глина 8,1.

Установлено также, что в ходе взаимодействия раствора с глинами различного минералогического состава происходит нарушение коагуляционных контактов между глинистыми агрегатами и перевод их в пелитовую тонкодисперсную фазу, что позволяет прокачкой удалить их из прифильтровой зоны скважины.

Исследования коррозийной активности технологических растворов № 1, 2,3 и соляной кислоты 15 %-ной концентрации по отношению к стальным пластинам, изготовленным из стали марок Д, К, №-80, показали, что коэффициент коррозии растворов из порошкообразных реагентов в 5,3 - 12,5 раз меньше, чем у раствора соляной кислоты.

Введение в технологические растворы небольших добавок (0,5-1 %) порошкообразных реагентов- стабилизаторов предотвращает вторичное осаждение растворенных полиметаллов в ходе обработки.

Выбор необходимого технологического раствора для обработки водозаборной скважины производится в зависимости от устойчивости конструктивных элементов фильтра и преобладающего состава кольматирующих образований (табл.7.4).

Таблица 7.4  
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;

Объем раствора для обработки скважин определяется с учетом конструктивных элементов скважины в зависимости от цели обработки: удаление **глинистых и железистых** кольматирующих соединений или только **железистых** соединений.

Исходя из основных теоретических положений кинетики растворения неорганических соединений в пористых средах, создание возвратно-поступательного движения технологических растворов в закольматированной зоне существенным образом интенсифицирует процесс растворения кольматирующих образований. Поэтому в технологическом регламенте обработок скважин порошкообразными реагентами принят циклический метод обработки . Возвратно-поступательные движения технологического раствора в закольматированной прифильтровой зоне создаются путем периодической подачи сжатого воздуха в герметизированную скважину, свабированием скважины и путем погружения герметизированного цилиндра под статический уровень скважины.

Для условий низких пластовых температур (< 50 ° F) разработана и успешно

апробирована такая технологическая операция, как прогрев прифильтровой зоны скважины, что существенно интенсифицирует процесс растворения кольматирующих образований.

В соответствии с основными положениями кинетики растворения кольматирующих образований в пористых средах общая продолжительность обработки скважины определяется в основном гидродинамическими, температурными условиями процесса растворения и водопроницаемостью закольматированной зоны. Недостаточная продолжительность реагентной обработки не обеспечивает полное удаление кольматирующих 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.

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 кольматирующими соединениями. Разработанный экспресс-способ контроля за ходом прокачки скважины после обработки успешно решает эту проблему.

Технологический процесс обработки скважин растворами на основе порошкообразных реагентов реализуется при помощи следующих технических средств:

- подъемник (автокран) для демонтажа-монтажа электропогружного насоса;
- насосный агрегат производительностью  $\approx 2 \text{ м}^3/\text{час}$  и более для закачки технологического раствора в пласт;
- смесительная емкость объемом  $3 - 6 \text{ м}^3$  для приготовления технологического раствора у скважины;
- компрессор производительностью  $\approx 3 \text{ м}^3/\text{мин}$  и менее для создания возвратно-поступательного движения технологического раствора в закольматированной прифильтровой зоне;
- оголовок для герметизации устья скважины с реагентопроводом диаметром  $\approx 2''$ . В качестве реагентопровода используют сборные металлические трубы или резиновый шланг с утяжелителем на конце в виде патрубка длиной 2 м;
- трубопровод для сброса давления и продуктов реакции (резиновый шланг или металлические трубы);
- сваб (если отсутствует возможность использования сжатого воздуха для создания возвратно-поступательного движения технологического раствора в прифильтровой зоне).

Контрольно-измерительная аппаратура:

- уровнемер с блоком вторичного прибора для замера статического и динамического уровней в скважине;
- рулетка с утяжелителем для замера глубины скважины;
- емкость для замера дебита скважины или расходомер;
- секундомер.

Реагентные обработки проводятся бригадой, состоящей из трех человек (мастер, механик и слесарь).

Ориентировочная стоимость оборудования и реагентов приведены в приложении 2.

## **8. ОПЫТ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДЕБИТА ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН ПОРОШКООБРАЗНЫМИ РЕАГЕНТАМИ**

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

### **8.1. Обработка скважин технологическим раствором № 1**

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

В пределах Уренгойского газоконденсатного месторождения для хозяйствственно-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 водопроводимости от 600 до 1300 м<sup>2</sup>/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 кольматажа снизились до 18-45 % относительно первоначальных значений, т.е. зафиксированных при сдаче скважин в эксплуатацию.

По данным анализа проб осадка , отобранного с электропогружного насоса, химический состав кольматирующих соединений представлен следующими компонентами ( % ) : Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-58,95; FeO-3,74 ; Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>- 0,72 ; CaO-1,99 ; SiO<sub>2</sub> -7,26 ;S-2,76, потери при прокаливании -25,32. Полиминеральный состав этих образований представлен лимонитом, гетитом, кальцитом, полиморфным кварцем и глинистыми минералами , среди которых идентифицированы монтмориллонит и иллит.

Технологический раствор готовили в емкости объемом 8 м<sup>3</sup>, оборудованной насосом с

подачей  $10 \text{ м}^3/\text{час.}$

В скважине монтировали колонну насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм выше верхнего интервала фильтра и подсоединяли ее к о головку. 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  $185^{\circ}\text{F}$ , после чего нагретые 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 м / 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 м / час** ,т.е. на **65,3%** .

По водозаборам подземных вод была произведена оценка интенсивности кольматационных 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 промышенного узла, каптирующих подмерзлотный водоносный горизонт, приуроченный к отложениям мелко- и тонкозернистым пескам атльимской 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 м<sup>3</sup>/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 водноносный горизонт свиты Боенг – Донг плиоцен, приуроченный к песчано-глинистым отложениям и залегающий на глубинах от 150 до 190 м. Подземные воды сульфатно-натриевого состава с общей минерализацией до 2 г/л при высоком содержании закисного железа. 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.

В результате действия кольматационных 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 м<sup>3</sup>/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 одноноколонной 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 кольматирующих соединений преобладают железистые соединения.

В результате реагентных обработок **4** скважин суммарная подача воды потребителю увеличилась с **17,6** до **38,7 м<sup>3</sup>/ час**, т.е. в **2,2** раза и среднее значение удельного дебита относительно первоначального достигло **82,6 %**.

## **8.2. Обработка скважин технологическим раствором № 2.**

**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-, мелковзернистых песков и песчаников до разнозернистых песков мощностью от 10 - 20 до 50 - 100 м. Коэффициент водопроводимости водонасыщенных пород изменяется от 30 - 50 до 200 - 400 м<sup>2</sup> / сут.

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

Согласно данным анализа проб осадков, отобранных из 11 скважин, химический состав кольматирующих соединений представлен следующими компонентами (вес. %) : Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>- 59,24 - 72,15; FeO-1,94 - 13,54; Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>- 0,5 - 2,34; CaO-1,75 - 3,42; MgO - 0,42 - 0,98; MnO -0,04 - 0,26; SiO<sub>2</sub> -1,24 -2,35; P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>- 0,36 - 1,54; S-0,98 - 4,62; потери при прокаливании -18,41 - 28,63.

В результате обработок **65** скважин суммарный дебит был увеличен с **246,4** до **524,8 м<sup>3</sup>/ 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 галично - 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 м<sup>3</sup>/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 каптируют аллювиальный водоносный горизонт в пойме р. Сейм. Водовмещающие породы представлены средне - мелкозернистыми песками со средней величиной коэффициента водопроводимости 350 м<sup>2</sup>/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 проволочной 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 м<sup>3</sup>/час**, т.е. на **163,8 %** и удельные дебиты скважин относительно первоначальных составили в среднем **69,8 %**.

**Водозабор г. Комсомольска на Днепре (Украина).** Водозабор расположен на левобережной пойме Днепра в верхней части Днепродзержинского водохранилища. Скважины каптируют 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-проводочными 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.

Химический состав кольматирующих образований, отобранных из 4 скважин представлен следующими компонентами (вес. %):  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  55,49 - 64,85;  $\text{Al}_2\text{O}_3$  1,27 - 4,10 ;  $\text{SiO}_2$  1,80 - 4,50 ;  $\text{MnO}$  0,30 - 0,96 ;  $\text{CaO}$  2,85 - 7,85 ;  $\text{MgO}$  0,50 - 1,18 ; потери при прокаливании 22,65 - 30,54.

В результате обработки 13 скважин суммарный дебит был увеличен с 234,4 до 447,7 м<sup>3</sup>/час, т.е. на 91 % .

### 8.3. Обработка скважин технологическим раствором № 3

**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. Осредненные параметры пласта следующие: коэффициент фильтрации 30-50 м/сутки, коэффициент водопроводимости - 30-3004 м<sup>2</sup>/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 технологическим раствором № 3 обрабатывали скважины, оборудованные гравийно-клевые фильтрами диаметром 230 мм, установленными на перфорированной трубе диаметром 168 мм. Длина фильтра изменяется от 14 до 17,6 м. Фильтры из-за своего клевого состава устойчивы лишь в слабых кислотах. В составе кольматирующих соединений преобладают железистые соединения (73,3-80,6 %).

В результате обработок 8 скважин суммарный дебит скважин был увеличен с 181,4 до 308,4 м<sup>3</sup>/час, т.е. на 70 % .

**Водозаборы сельскохозяйственного водоснабжения Тамбовской области.** Обрабатываемые одиночные скважины сельскохозяйственного водоснабжения капитируют неогеновый водоносный комплекс, приуроченный к пескам различного гранулометрического состава. Скважины одноноколонной конструкции с сетчатыми фильтрами диаметром 168 мм, установленными впоптай. 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 кольматирующих соединений преобладают железистые соединения.

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

Эффективность обработок водозаборных скважин технологическими растворами на основе порошкообразных реагентов представлена в табл.8.1 .

Таблица 8.1

## Эффективность обработок водозаборных скважин порошкообразными реагентами

№	Водозабор подземных вод	Число скважин	Суммарный Дебит до Обработки, м <sup>3</sup> /час	Суммарный Дебит после Обработки, м <sup>3</sup> /час	Увеличение Дебита, раз
<b>Обработка технологическим раствором №1</b>					
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
<b>Обработка технологическим раствором № 2</b>					
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 Днепре (республика Украина)	13	234.4	447.7	1.9
<b>Обработка технологическим раствором № 3</b>					
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	1.8

## **9. Сопоставительная оценка эффективности восстановления дебита скважин различными методами**

В качестве основного критерия сопоставительной оценки эффективности рассматриваемых методов обработки скважин была выбрана величина дополнительного отбора воды за счет обработки  $\Delta Q$ , определяемая как средней величиной увеличения дебита до обработки  $Q_1$  , так и продолжительностью межремонтного периода скважины  $T_{\text{МР}}$  :

$$\Delta Q = [ ( Q_1 K - Q_1 ) T_{\text{МР}} k ] : 2 ,$$

где  $\Delta Q$  – величина дополнительно отобранный воды из скважины,  $\text{м}^3$  ,  $Q_1$  – дебит скважины перед обработкой,  $\text{м}^3 / \text{час}$ ,  $K$  – среднее увеличение дебита скважины ,  $T_{\text{МР}}$  – межремонтный период скважины ,  $\text{месяц}$  ,  $k$ - переводной коэффициент (30 дней x 24 часа=720 часов).

В таблице 9.1 представлены результаты расчетов при условии, что дебит скважины перед обработкой составлял  $Q_1 = 8 \text{ м}^3/\text{час}$ .

**Таблица 9.1**  
**Оценка дополнительно отобранный воды из скважины за счет обработки различными методами**

№	Метод обработки	K, раз	$T_{\text{МР}}, \text{месяц}$	$\Delta Q, \text{м}^3$
1	Взрыв торпеды из ДШ	2.9	12	<b>65664</b>
2	Электрогидравлическая	2.2	7	<b>24192</b>
3	Пневмоимпульсная	2.1	6	<b>19008</b>
4	Солянокислотная	1.7	36	<b>72576</b>
5	Порошкообразные реагенты	1.8	36	<b>82944</b>

Как видно из представленных данных, разработанная технология, основанная на использовании порошкообразных реагентов, весьма конкурентоспособная солянокислотной обработки и не обладает недостатками, ей присущими.

## ЛИТЕРАТУРА

3. Грей Д.Р, Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) – пер. с англ.- М.: Недра,1985. –509.
4. Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах.- М.: Недра,1987. –152с.
5. Башкатов Д.Н. , Панков А.В. , Коломиец А.М. Прогрессивная технология бурения гидрогеологических скважин .-М.:Недра , 1992 .-286 с.: ил.
6. Плотников Н.А. , Алексеев В.С. Проектирование и эксплуатация водозаборов подземных вод .-М : Стройиздат ,1990 -256 с.: ил.
7. Гаврилко В.М. Фильтры водозаборных , водопонизительных и гидрогеологических скважин -. М : Стройиздат , 1968-397 с.: ил .
8. Милихикер А.Г. Осадкообразование в скважинах водопонижения . -М.: Энергия , 1971 -103 с.: ил.
9. Щеголев Е.Ю. Регенерация водозаборных скважин импульсными методами. Диссертация . М.: ВНИИ ВОДГЕО , 1987 –141 с
10. Пособие по проектированию сооружений для забора подземных вод (к СНиП 2.04.02-84)/ ВНИИ ВОДНОЕ Госстроя СССР.-М.: Стройиздат, 1989 .-272 с.
11. Johnson E.E. Ground Water and Wells. First Edition. Saint Paul (Minnesota), 1966, 440p.
12. Пономарев А.И. Методы химического анализа силикатных и карбонатных пород / АН СССР. - М., 1961. -с.21-36.
13. Унифицированные методы исследования качества вод. - М., 1987.- т.1.- с.843 - 850.
14. Ермоленко Л.В., Дедков Ю.М. Фотометрическое определение алюминия в водах реагентом сульфанитрато ДАФ //ЖАХ, 1983, т.43, вып. 6.- с.1030 - 1036.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

### РЕЗУЛЬТАТЫ ХИМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА КОЛЬМАТИРУЮЩИХ ОБРАЗОВАНИЙ (%)

#### 1. Объекты сельскохозяйственного водоснабжения Воронежской области

№	ппп*	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	FeO	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	SiO <sub>2</sub>	MnO	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	CO <sub>2</sub>	FeS	S
1	36.42	12.61	6.25	2.00	38.28	2.19	0.96	0.09	0.46	27.70	7.67	2.79
2	26.27	32.91	18.12	2.55	18.93	-	0.90	0.10	-	12.30	22.25	8.09
3	24.24	60.94	7.17	1.27	0.70	-	2.82	0.06	3.00	3.70	8.80	3.20
4	21.25	74.56	0.92	-	1.52	-	1.00	0.12	0.24	1.20	1.20	0.43
5	24.90	49.54	16.79	-	8.97	-	0.03	0.125	-	3.20	20.62	7.50
6	26.28	60.93	1.25	1.59	1.12	-	2.44	0.14	6.12	0.56	1.40	1.54
7	31.70	20.15	40.11	-	4.48	-	3.04	0.09	0.05	3.60	49.00	17.83
8	21.11	72.01	1.98	2.55	1.05	-	1.14	0.04	-	1.00	2.42	0.88
9	23.43	53.48	11.14	5.10	3.37	-	1.55	0.43	1.36	2.70	13.67	4.97
10	22.40	63.93	0.54	8.15	1.68	0.05	3.20	0.10	0.38	1.50	0.66	0.24
11	22.47	68.52	1.80	5.10	1.68	-	0.04	0.28	0.19	1.42	-	0.80
12	32.29	69.37	2.77	3.06	-	-	1.2	0.06	0.10	1.24	3.20	3.41
13	21.82	60.79	8.51	0.76	5.61	1.00	0.75	0.21	0.27	4.40	10.45	3.80
14	25.82	40.11	20.12	10.19	2.24	-	1.08	0.18	-	1.90	24.70	8.98
15	18.21	63.31	0.38	3.18	-	-	2.62	0.04	0.04	2.20	-	0.17
16	24.02	54.22	14.78	1.27	3.51	0.72	1.40	0.12	0.27	3.70	15.15	6.60
17	13.99	76.68	0.41	2.08	3.37	0.80	1.55	0.79	0.50	0.18	0.63	0.50
18	20.39	74.82	1.50	-	2.10	0.40	1.20	0.04	-	1.60	1.84	0.67
19	26.69	48.79	19.12	0.05	3.61	0.80	0.90	0.21	0.23	4.60	23.48	8.54
20	17.14	76.31	1.43	1.02	2.24	-	1.80	0.05	0.23	2.40	1.76	0.64
21	19.48	63.74	1.16	12.23	1.12	-	1.72	0.10	0.21	1.10	1.43	0.52
22	18.27	74.32	1.23	1.27	2.51	-	1.65	0.04	0.23	2.40	1.51	0.55
23	34.47	8.16	8.46	1.59	40.80	4.08	1.34	0.10	0.44	26.80	10.54	3.76
24	17.46	72.11	4.80	-	4.49	0.40	1.00	0.06	0.21	2.42	5.86	2.13
25	24.34	70.56	2.59	-	1.12	-	0.40	0.29	0.12	4.20	3.19	1.16
26	24.75	52.52	20.13	-	1.12	-	0.03	0.08	0.82	5.40	24.72	8.99
27	24.04	60.30	11.62	-	2.24	-	1.00	0.18	0.61	2.50	14.27	5.19
28	25.66	50.79	14.09	4.09	2.24	-	1.55	0.32	1.06	5.20	15.30	6.29
29	19.29	71.07	3.07	1.00	2.81	0.80	1.30	0.19	0.61	1.50	3.77	1.37
30	23.75	58.28	10.62	3.19	2.52	-	1.12	0.12	0.44	1.87	12.98	4.72
31	21.44	70.48	0.41	3.06	1.68	-	1.75	0.68	0.59	1.78	0.66	0.18
32	20.37	72.47	3.07	1.00	1.41	-	0.70	0.07	0.18	1.42	2.39	1.52
33	25.86	40.75	13.95	1.27	12.05	2.00	1.20	0.20	0.10	8.36	17.13	6.23
34	24.59	44.71	8.51	7.98	8.98	2.01	2.80	0.11	0.19	6.80	10.16	3.80
35	33.01	17.45	10.11	0.76	35.75	2.01	0.85	0.18	0.27	24.60	15.15	5.51
36	24.86	36.30	11.26	10.19	15.70	-	1.72	0.10	-	10.60	13.83	5.03
37	23.94	49.68	7.09	10.25	6.73	-	2.02	0.23	0.10	4.90	8.72	3.17
38	32.49	13.27	12.41	-	40.35	0.40	0.60	0.29	0.08	21.40	15.26	5.55
39	24.36	51.33	5.64	12.23	4.49	0.22	0.88	0.13	0.60	3.32	6.93	2.52
40	23.72	63.79	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 <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	FeO	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	MnO	FeS	S
1	16.18	80.23	0.23	1.21	1.63	0.20	0.13	0.28	0.10
2	27.05	45.86	2.57	7.10	16.97	0.87	0.12	3.16	1.15
3	15.40	80.35	0.22	0.65	3.04	0.20	0.03	0.28	0.10
4	26.90	34.80	5.44	1.57	3.33	0.60	0.16	6.68	2.43
5	20.00	70.75	4.19	0.70	4.40	0.20	0.19	5.14	1.87
6	16.76	69.75	6.96	0.43	6.76	0.20	0.37	8.55	3.11
7	24.85	48.76	5.26	0.81	20.25	0.30	0.16	6.46	2.35
8	16.28	77.92	0.96	0.65	3.20	0.20	0.09	1.18	0.43
9	18.30	70.20	2.26	0.32	5.21	0.20	2.28	2.78	1.01
10	16.77	76.46	1.21	0.44	4.54	0.20	0.16	1.49	0.54
11	21.98	54.60	12.61	1.01	8.63	0.20	0.17	15.18	5.63
12	15.79	61.97	6.85	9.96	4.37	0.20	0.10	8.41	3.06
13	17.71	50.51	29.12	1.57	3.60	0.20	0.125	0.37	0.13
14	16.88	77.62	1.97	0.49	5.30	0.20	0.04	2.42	0.88
15	21.50	38.53	9.18	1.07	28.29	0.20	0.26	11.28	4.10
16	23.70	58.31	13.95	1.03	3.85	0.20	0.15	17.13	6.23
17	16.92	59.55	5.44	3.47	13.47	0.20	0.18	6.68	2.43
18	21.25	50.60	3.47	2.70	21.90	0.58	0.18	4.26	1.55
19	31.04	19.73	5.24	2.24	40.52	0.20	0.40	6.46	2.34
20	21.26	55.34	14.97	0.79	8.61	0.20	0.17	18.01	6.55
21	25.79	44.49	5.84	2.56	18.50	0.20	0.18	7.17	2.61
22	19.48	71.75	3.33	1.45	4.54	0.20	0.05	4.09	1.49
23	12.49	80.75	1.90	1.43	3.36	0.20	0.14	2.34	0.55
24	24.86	27.13	8.87	5.06	33.22	1.29	0.23	10.89	3.96
25	23.16	45.26	4.03	2.16	24.79	0.4	0.13	4.95	1.80
26	18.40	70.00	0.60	2.62	7.82	0.51	0.12	0.74	0.27

## 3. Объекты сельскохозяйственного водоснабжения Республики Башкортостан

№	ппп*	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	FeO	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	FeS	S	CO <sub>2</sub>	Oрг.*	Влг.*
1	16.11	73.74	1.69	3.46	4.45	0.44	0.10	0.99	0.36	22.19	0.77	4.79
2	15.84	74.21	1.66	3.69	4.46	0.44	0.17	0.99	0.36	1.67	0.52	4.97
3	14.28	73.81	2.11	5.24	3.81	0.98	0.19	0.77	0.28	1.53	0.79	4.88
4	13.51	28.06	6.08	36.57	7.67	5.48	1.39	1.10	0.40	4.96	4.08	3.09
5	15.89	74.35	1.91	4.54	2.10	1.26	0.17	0.74	0.27	-	0.84	4.81
6	15.87	75.12	2.97	3.92	1.36	0.80	0.14	0.87	0.32	2.76	0.77	3.09
7	15.90	76.26	2.11	3.02	1.82	0.92	0.19	0.80	0.29	2.35	0.59	5.12
8	17.12	71.69	2.11	3.58	4.52	0.96	0.25	1.97	0.72	-	0.66	4.96
9	13.33	70.57	2.35	6.72	5.47	1.28	0.66	0.77	0.28	1.86	1.28	8.32
10	12.71	74.19	1.55	4.90	6.33	0.60	0.20	0.77	0.28	2.33	0.22	7.69
11	13.42	65.88	2.11	9.45	5.04	2.93	0.57	0.88	0.32	3.67	1.86	11.73
12	30.19	36.46	21.05	4.51	3.37	1.98	0.38	2.17	0.79	-	12.28	4.25
13	9.89	60.00	11.34	11.94	4.39	1.39	0.77	0.69	0.25	2.65	1.20	3.55
14	22.66	48.80	4.65	13.22	5.17	3.62	1.72	1.43	0.52	-	9.10	7.20

Огр.\* - органика, влг.\*\* -влага.

#### 4. Дренажные системы

№	ппп*	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	FeO	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	MnO	FeS	S
<b>Краснодарское водохранилище</b>									
1	16.45	62.95	1.79	8.56	8.84	2.21	0.29	2.20	0.80
2	17.32	53.38	4.03	8.85	12.45	1.35	3.01	4.95	1.80
3	20.54	46.66	1.40	6.75	7.75	12.82	0.58	1.65	0.60
4	16.16	62.74	3.36	6.25	6.95	4.37	0.53	4.13	1.50
5	16.38	20.52	-	6.17	11.53	13.93	31.07	-	-
6	25.79	57.41	1.23	4.13	8.57	3.25	0.45	0.55	0.20
7	16.92	64.48	1.34	4.32	8.38	2.15	2.65	1.65	0.60
8	23.74	53.06	1.34	5.38	13.82	1.28	1.31	1.65	0.60
9	18.46	52.54	3.14	4.35	17.45	2.22	2.18	3.85	1.40
10	14.59	64.16	3.02	4.17	6.63	5.59	2.26	3.71	1.35
<b>г. Москва</b>									
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	-	-
<b>Волжская ГЭС</b>									
15	17.48	58.6	-	2.28	4.68	0.33	0.58	-	-
16	44.81	52.23	-	-	0.7	0.22	-	-	-
17	32.82	55.7	-	2.76	6.07	0.46	0.65	-	-
18	12.02	64.2	-	7.25	3.32	0.25	0.06	-	-
19	10.49	68.6	-	3.64	3.37	0.42	0.03	-	-
20	35.40	47.95	-	-	16.41	0.22	-	-	-
21	40.41	52.0	-	-	2.7	1.22	-	3.65	1.33
22	17.75	62.04	-	3.87	2.71	0.43	0.27	0.46	0.17
<b>Керчь (Украина)</b>									
23	32.17	25.24	-	1.12	38.57	1.77	0.32	0.67	0.24
24	22.78	58.97	-	1.73	6.05	0.59	0.23	9.11	3.31
25	25.04	51.51	-	2.54	5.2	2.04	0.06	13.6	4.94
<b>Соколовско-Сарбайский карьер (Казахстан)</b>									
26	11.51	69.07	-	6.24	1.39	0.3	-	0.26	0.1
27	11.89	66.39	-	6.82	1.54	0.47	0.08	0.32	0.11
<b>Знаменка (Украина)</b>									
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





# 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@omniscriptum.com  
www.omniscriptum.com

OMNIscriptum 

