

Увеличение приемистости нагнетательных скважин на месторождениях нефти

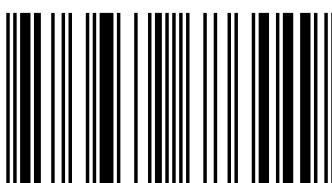
Анализируются кольматационные процессы при эксплуатации нагнетательных скважин. Представлены данные по извинению расхода нагнетания во времени при различных значениях коэффициента кольматации. Основу составов для обработки скважин составляют экологически безопасные порошкообразные реагенты кислотного и щелочного действия, разрешенные в добыче и транспорте нефти. Методами электронной спектрометрии и инфракрасной спектрометрии дается оценка взаимодействия рекомендуемых растворов с глинистыми образованиями различного минералогического состава. Представлены результаты фильтрационных исследований по оценке влияния технологических растворов на матрицу породы и разглинизации кернов песчаников. Исследована коррозионная активность технологических растворов. Представлен регламент на обработку нагнетательной скважины. Обработки скважин по разработанным технологиям производились на месторождениях Российской Федерации, Украины и Вьетнама. По данным обработок 36 скважин расход нагнетания увеличился на 162 %. Представлена информация по производственной санитарии и ТБ производства работ.



Сергей Веселков

Увеличение приемистости нагнетательных скважин на месторождениях нефти

Монография



978-3-639-68644-9

Сергей Веселков

**Увеличение приемистости нагнетательных скважин на
месторождениях нефти**

Сергей Веселков

**Увеличение приемистости
нагнетательных скважин на
месторождениях нефти**

Монография

Palmarium Academic Publishing

Impressum / Выходные данные

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek: Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Alle in diesem Buch genannten Marken und Produktnamen unterliegen warenzeichen-, marken- oder patentrechtlichem Schutz bzw. sind Warenzeichen oder eingetragene Warenzeichen der jeweiligen Inhaber. Die Wiedergabe von Marken, Produktnamen, Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen u.s.w. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutzgesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Библиографическая информация, изданная Немецкой Национальной Библиотекой. Немецкая Национальная Библиотека включает данную публикацию в Немецкий Книжный Каталог; с подробными библиографическими данными можно ознакомиться в Интернете по адресу <http://dnb.d-nb.de>.

Любые названия марок и брендов, упомянутые в этой книге, принадлежат торговой марке, бренду или запатентованы и являются брендами соответствующих правообладателей. Использование названий брендов, названий товаров, торговых марок, описаний товаров, общих имён, и т.д. даже без точного упоминания в этой работе не является основанием того, что данные названия можно считать незарегистрированными под каким-либо брендом и не защищены законом о брэндах и их можно использовать всем без ограничений.

Coverbild / Изображение на обложке предоставлено:
www.ingimage.com

Verlag / Издатель:
Palmarium Academic Publishing
ist ein Imprint der / является торговой маркой
OmniScriptum GmbH & Co. KG
Bahnhofstraße 28, 66111 Saarbrücken, Deutschland / Германия
Email / электронная почта: info@omniscriptum.com

Herstellung: siehe letzte Seite /
Напечатано: см. последнюю страницу
ISBN: 978-3-639-68644-9

Copyright © Сергей Веселков
Copyright © 2017 OmniScriptum GmbH & Co. KG
Alle Rechte vorbehalten. / Все права защищены. Saarbrücken 2017

Доктор экономических наук Веселков Сергей Николаевич

**Увеличение приемистости нагнетательных
скважин на нефтяных месторождениях
порошкообразными реагентами**

Palmarium Academic Publishing, 2017 г

	Стр.
Оглавление	
Введение	4
1. Кольматационные процессы при эксплуатации нагнетательных скважин	7
2. Лабораторные исследования взаимодействия технологических растворов с глинистыми кольматирующими образованиями	16
2.1. Природа глинистых кольматирующих образований	16
2.2. Методика лабораторных исследований	17
2.3. Оценка взаимодействия растворов с глинистыми кольматирующими образованиями	22
3. Фильтрационные исследования по оценке влияния технологических растворов на матрицу породы	30
4. Фильтрационные исследования процесса разглинизации кернов песчаников	35
5. Результаты лабораторные исследования по оценке коррозийной активности технологических растворов	43
6. Технологический регламент на обработку добывающей скважины	46
7. Опыт внедрения технологий обработок нагнетательных скважин порошкообразными реагентами	49
8. Производственная санитария и техника безопасности производства работ	54

ВВЕДЕНИЕ

Одной из важнейших проблем развития современного общества является обеспечение энергетическими ресурсами всех видов промышленности и различных сфер жизнедеятельности общества. Это предопределяет необходимость ускорения научно-технического прогресса в энергетической области и прежде всего в нефтегазодобывающей промышленности. Энергетические кризисы, периодически охватывающие все развитые страны, уже определили необходимость внедрения в производство энергосберегающих технологий, не требующих высоких капитальных затрат.

В условиях постоянного роста затрат на разведку и эксплуатацию месторождений углеводородов значительные резервы разработки месторождений связаны с возможностью обеспечения потенциальных дебитов скважин. Часть нефтегазового пласта, находящаяся в непосредственной близости от скважины, - ее называют прискважинной зоной – оказывает существенное влияние на гидродинамику всего пласта. При бурении скважин в ее прискважинной зоне происходят необратимые ухудшения фильтрационных свойств пласта. Геолого-промышленный анализ разработки нефтегазовых залежей показал, что ухудшение фильтрационных свойств прискважинной зоны приводит к снижению нефтегазоотдачи, неравномерной выработки запасов углеводородов и потерям пластовой энергии при движении флюидов из пласта в скважину.

Значительные резервы увеличения отбора углеводородов, как при строительстве скважин, так и при их эксплуатации, связаны с возможностью удаления глинистых кольматирующих образований из перфорированной прискважинной зоны. Основной причиной кольматации порового пространства продуктивного пласта является поглощение в процессе бурения промывочной жидкости, содержащей глинистые коллоидно-дисперсные частицы.

По сложившейся промысловой практике для заведнения продуктивных пластов с целью поддержания пластового давления используют поверхностные, подземные воды, попутные сточные воды или их различные смеси. Как правило, на промыслах отсутствует высокопроизводительное фильтровальное оборудование для очистки закачиваемых вод от взвеси, что

предопределяет кольматацию перфорированной прискважинной зоны и снижение приемистости нагнетательной скважины. Как установлено практикой , в общем случае состав кольматирующих образований нагнетательных скважин представлен веществами органического и неорганического происхождения

Традиционно для удаления кольматирующих образований нагнетательных скважин используют соляно-кислотные и глинокислотные растворы. Несомненным их преимуществом глинокислотных растворов является способность переводить в растворенное состояние алюмосиликаты, слагающие глинистые минералы. Вместе с тем, при определенных условиях, в процессе обработки в прискважинной зоне возможно образование различных нерастворимых соединений, закупоривающих поровое пространство продуктивных пород. Соляно - и глинокислотные растворы обладают высокой коррозийной активностью и агрессивностью, что обуславливает применение ингибиторов и специальных мер по защите обслуживающего персонала. Жидкое состояние таких технологических растворов предопределяет необходимость их транспортировки на месторождения в значительных объемах .

Как альтернативный вариант, предлагается технология увеличения приёмистости нагнетательных скважин технологическими растворами на основе порошкообразных реагентов.

Область применения технологии:

- Продуктивный пласт приурочен к терригенным поровым коллекторам и трещиноватым кристаллическим породам.
- Термобарические условия продуктивного пласта по опыту обработок скважин: температура не более 140 $^{\circ}$ С, давление не более 36 МПа.
- Нагнетательные скважины после бурения, в процессе эксплуатации и после глушения глинистым раствором.
- Коэффициент приёмистости не соответствует гидродинамическим параметрам пласта.

Технология обеспечивает:

- Увеличение расхода нагнетания в пласт на 162 % (по данным обработок 36 скважин).
- Уменьшение коэффициента коррозии металла по сравнению с глинокислотным раствором (HCl , 15 % + HF , 2 % + CH_3COOH , 2% + уротропин 0,8 %) при температуре 140 $^{\circ}C$ и давлении 40 МПа более чем в 8 раз.

Особенности технологии:

- для обработки скважин используют экологически безопасные порошкообразные реагенты, разрешенные в добывче и транспорте нефти;
- 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.

Обработки скважин по разработанным технологиям производились на месторождениях Российской Федерации, Украины и Вьетнама.

1. КОЛЬМАТАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

По сложившейся промысловой практике для поддержания пластового давления в продуктивные пласти закачивают подземные, поверхностные воды, попутные сточные воды или их различные смеси. На морских месторождениях в продуктивные пласти обычно закачивают морские воды. Как правило, на промыслах отсутствует высокопроизводительное фильтровальное оборудование для очистки закачиваемых вод от взвеси, что предопределяет кольматацию прискважинной зоны и снижение приемистости нагнетательной скважины. Кроме того, во многих случаях коэффициент приемистости нагнетательных скважин не соответствует гидродинамическим параметрам пласта из-за кольматации порового пространства продуктивного пласта глинистыми коллоидно-дисперсными частицами бурового раствора.

Изменение расхода закачки во времени при постоянном давлении подчиняется экспоненциальной зависимости:

$$Q_t = Q_0 e^{-\beta t},$$

где Q_t – расход закачки на момент времени t , сутки; Q_0 – первоначальный расход закачки; β – коэффициент кольматации, сутки⁻¹.

Динамика изменения приемистости скважин во времени иллюстрируется данными табл.1.

Таблица 1.1

Данные по изменению расхода нагнетания (Q_t/Q_0) во времени (сутки) при различных значениях коэффициента кольматации

Q_t/Q_0	Коэффициент кольматации $\beta \times 10^{-3}$					
	1.17	2.48	3.96	5.67	7.70	10.0
0.9	90	42	27	19	14	10

0.8	190	90	56	39	30	22
0.7	305	144	90	63	46	36
0.6	436	206	130	90	66	51
0.5	592	279	175	122	90	69
0.4	783	369	231	162	119	90

Достоверная оценка интенсивности кольматационных процессов нагнетательных скважин позволяет достаточно обосновано оценивать межремонтный период нагнетательных скважин в конкретных условиях.

Как установлено практикой, в общем случае состав кольматирующих образований нагнетательных скважин представлен веществами органического и неорганического происхождения. В качестве примера рассмотрим кольматационные процессы в нагнетательных скважинах при закачке в них речных, подземных и морских вод.

На месторождениях Широтного Приобья Западной Сибири, приуроченных к отложениями юры (tüменская свита) и нижнего мела (Мегионская и Нижневартовска свиты), для закачки в продуктивные пласты используют воды рек Обь, Юганская Обь, Большой Балык, Вах и др. Открытая пористость коллекторов пористого типа изменяется снизу вверх по разрезу от 9 до 27 %, проницаемость коллекторов изменяется в широких пределах - от 0.8 до 500 мд.

Анализом состава речных вод установлено, что содержание взвешенных частиц в среднем за год составляет 18-25 мг/л при максимуме 40-80 мг/л в периоды весенних и осенних дождевых паводков и минимуме 4-15 мг/л в подледный период.

Лабораторными исследованиями установлено, что химический состав взвеси, отобранный на песчаном фильтре при фильтрации обской воды, представлен следующими компонентами (%): Fe_2O_3 18,5; Al_2O_3 25,4; MgO 0,9; CaO 0,8; SiO_2 22,1. Потери при прокаливании составляют 24,5 %. Содержание взвеси в фильтруемой воде составило 6 мг/л, мутность 10,5 мг/л, цветность 65⁰ при концентрации железа 2,5 мг/л, марганца 0,55 мг/л и щелочности 2,6 мг/л.

Наличие железа, нитробактерий и сульфат – восстанавливающих бактерий в речных водах свидетельствует об их биологической нестабильности, что подтверждает наличие слизистых железистых биообрастаний и язвенных

коррозий металла в нагнетательном водоводе. Индекс стабильности исследуемых вод изменяется от 0,2 – 0,5 в летне-осенний период до 2-2,5 в зимний подледный период, что наряду с повышенным содержанием в воде свободной углекислоты (до 30-60 мг/л зимой) указывает на невозможность инкрустации водоводов карбонатной пленки, защищающей их от коррозии.

Вещества органического происхождения, находящиеся в речных водах, попадают в фильтрационные каналы зоны перфорации и частично проникают в пласт, образуя в каналах колматирующую пленку. По мере подачи воды в скважину колматирующая пленка нарастает и может полностью заполнить фильтрационные каналы, пропуская воду. Одновременно при фильтрации воды в прискважинной зоне происходит выпадение минеральных соединений в виде железистых, карбонатных образований, а также глинистых минералов.

Для изучения свойств колматирующих образований были проведены опыты по фильтрации обской воды через песчаный фильтр с последующим отбором образовавшейся пленки. Исследованиями состава пленки колматирующих образований были получены следующие показатели: содержание органики 22,5 %; содержание минеральных соединений растворимых в кислоте 58,6 % и нерастворимых в кислоте 19,4 %; объемный вес скелета 0.83 г/ см³; пористость 71,3 %; удельный вес 2,75 г/ см³; коэффициент проницаемости 2,1 мД.

Таким образом, при закачке речных вод в продуктивные пласты, основными компонентами колматирующих образований являются органические, минеральные соединения и среди последних преобладают глинистые минералы и гидроксидные формы железа.

На месторождении Окружное, расположенном на восточном побережье центральной части о. Сахалин, для закачки в продуктивные пласты пиленгской свиты неогеновых отложений используют подземные воды неогеновых отложений. По химическому составу эти воды пресные гидрокарбонатно-натриевые с минерализацией 0,2 г/л и содержанием железа 0,5 мг/л. Литологический состав продуктивных пород представлен силицидами, кремнистыми аргиллитами и опоками (аналог американской формации Монтерей). Среднее значение пористости по трещинам 0.042%, матрицы породы 18%. Среднее значение коэффициента проницаемости по данным

лабораторных исследований 0,139 мд, по результатам гидродинамических исследований 0,06 мд.

Процесс закачки подземных вод в нагнетательную скважину сопровождается определенным гидродинамическим возмущением, что приводит к нарушению химического равновесного состояния между основными компонентами подземных вод и окислению закисного железа до трехвалентной формы с образованием твердой фазы оксидов и гидроксидов железа. Обычно минералогический состав соединений железа представлен лимонитом FeOOH, гетитом α -FeO (OH), гематитом α -Fe₂O₃ и другими минералами.

Образующийся при этом избыток карбонат ионов при диссоциации связывается катионами кальция, присутствующими в подземных водах, в результате чего в осадок выпадает также кальция карбонат. Аналогичным образом возможно образование и карбонат железа.

Таким образом, в процессе эксплуатации нагнетательных скважин в составе кольматирующих соединений следует ожидать преобладание соединений железа (до 70-80%), соединения кальция и магния будут выполнять подчиняющую роль.

Можно прогнозировать, что при закачке подземных вод с содержанием железа до 5 мг/л только в результате действия процессов химического кольматажа возможно образование твердой фазы кольматирующих соединений до 11,4 мг/л.

Совокупное воздействие кольматационных процессов приводит к отложению осадков в призабойной зоне. Накопление осадка в призабойной зоне обуславливает изменение ее структурных показателей и вызывает снижение коэффициента проницаемости и как следствие этого - падение приёмистости скважины. Степень кольматации пористой среды обычно выражается через насыщенность порового пространства осадком α , 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 проницаемости прискважинной зоны, m - показатель степени ($m = 2.8 - 3.3$).

В табл. 2 приведены значения α в зависимости от k / k_0 при $m = 3$.

Таблица 1.2

**Зависимость изменения насыщенности порового пространства α
от соотношения проницаемостей**

k / k_0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
α	0.53	0.41	0.33	0.26	0.20	0.16	0.11	0.07	0.03

Объем порового пространства $W_{\text{пор}}$ в зоне кольматации (м^3) и соответственно размер зоны кольматации ориентировочно можно определить из зависимости

$$W_{\text{пор}} = P / \alpha \rho_{\text{ос}},$$

где P - масса отложившихся кольматирующих образований, кг; $\rho_{\text{ос}}$ - плотность кольматирующих образований, кг/м^3 , α - насыщенность порового пространства кольматирующими отложениями.

Масса кольматирующих образований (P) контролируется концентрацией железа и механических примесей в расходе закачиваемой воды. Плотность осадка определяется экспериментальным путем и в расчетах может быть принята равной 3000 кг/м^3 .

В табл.1.3 представлены результаты расчетов изменения расхода закачки в нагнетательную скважину №16 относительно первоначальных значений (%) в зависимости от содержания твердой фазы и объемов закачки воды в пласт. Расчеты выполнены для следующих условий: пористость пород 0,18; диаметр открытого ствола скважины 215,9 мм; размер зоны кольматации 0,2 м; толща интервала закачки 152 м; плотность кольматирующих образований 3000 кг/ м³.

Таблица 1.3

Изменения расхода закачки в нагнетательную скважину относительно первоначальных значений (%) в зависимости от содержания твердой фазы и объемов закачки воды в пласт

Концентрация твердой фазы, мг/л	Объем закачки, тыс. м ³	Масса осадка, кг	Насыщенность, %	(Q _t : Q ₀) x 100, %
5	50	250	0.01	97.0
	100	500	0.023	93.2
	150	750	0.035	89.9
	200	1000	0.047	86.5
	350	1750	0.08	77.9
	500	2500	0.116	69.1
	750	3750	0.175	56.1
10	50	500	0.023	93.2
	100	1000	0.046	86.8
	200	2000	0.093	75.3
	350	3500	0.163	58.6
	500	5000	0.233	45.1
15	50	750	0.035	89.9

	100	1500	0.07	80.4
	200	3000	0.14	63.6
	350	5250	0.245	43.0
	500	7500	0.35	27.5

В таблице приняты: Q_t – текущий расход закачки, Q_0 - первоначальный расход закачки.

Поддержание пластового давления на месторождении Белый Тигр, расположенном на шельфе юга Вьетнама, осуществляется закачкой морской воды в восемь нагнетательных скважин, три из которых проведены на нижний миоцен (22, 70, 74), четыре - на нижний олигоцен (85, 107, 114, 116) и одна на фундамент (421). Среднее значение коэффициента проницаемости песчаников нижнего миоцена составляет 80 мД, нижнего олигоцена – 30 мД.

Морская вода отбирается с глубины 25 м и без подготовки насосами 9-Т, УЭЦП подается в нагнетательные скважины. Физико-химические свойства закачиваемой в пласты воды приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4

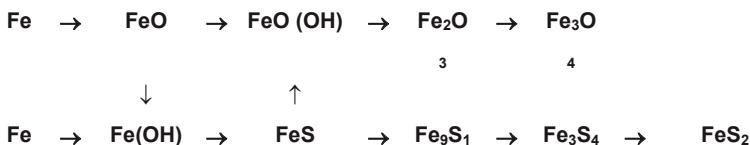
Физико-химические свойства морской воды на шельфе юга Вьетнама

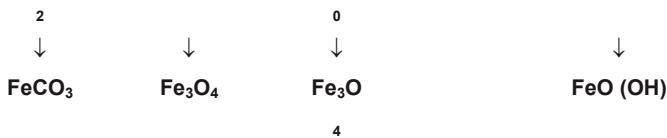
№	Показатели	Единицы Измерения	Содержание
1	Плотность при 20 ⁰ С	Кг/м ³	1025
2	Общая минерализация	Г/л	33-35
3	pH	-	8.6-8.7
	Содержание ионов:	Мг/л	
4	K ⁺	"	550-565
5	Na ⁺	"	10133-10166
6	Ca ²⁺	"	380.8-400.8
7	Mg ²⁺	"	1239.9-1288.5
8	Ba ²⁺	"	0.1
9	Sr ⁺	"	4.9
10	Fe ²⁺	"	0.03-0.052

11	NH ⁺	"	0.002-0.03
12	Cl ⁻	"	18613-19003
13	HCO ₃ ⁻	"	79.3-115.9
14	Br ⁺	"	61.5-61.9
15	SO ₄ ²⁻	"	2608.5-2663.2
16	CO ₂	"	9.0-15.0
17	Содержание растворенного кислорода	"	6.8
18	Содержание механических примесей	"	3.5-7.0
19	Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий	Клеток/мл	102

В составе закачиваемых вод содержание механических примесей изменяется от 3,5 до 7,0 мг/л при среднем значении 3,95 мг/л, причем 90 % примесей имеет размер в пределах 1-4 микрон, 6% - 4-7 микрон. Анализом минералогического состава механических примесей установлено, что основной составляющей кольматирующих образований продуктивных пород являются гидроксиды железа (продукты коррозии оборудования), агрегаты силикатов (продукты жизнедеятельности морских микроорганизмов). В виде примесей присутствуют такие минеральные формы, как кварц, полевой шпат, карбонаты и образования в виде магматических пород.

Общепризнанным является и то, что процессы коррозии конструктивных элементов скважины также существенным образом влияют на образование железистых кольматирующих соединений химического генезиса в скважинах. На первом этапе развития коррозийных процессов образуется вюстит FeO и далее происходит сложный многостадийный процесс трансформации продуктов коррозии оборудования [1]:





Необходимо отметить отсутствие в составе механических примесей глинистых минералов, выпавших из нагнетаемой воды, и наличие глинистых образований в прискважинной зоне может быть обусловлено лишь их выпадением из состава промывочной жидкости во время бурения скважин.

Лабораторными исследованиями, проведенными институтом НИПИ морнефтегаз (г. Вунг Tay), установлено, что закачка морской воды без механических примесей не приводит к снижению проницаемости кернового материала.

Таким образом, для месторождения Белый Тигр основными компонентами кольматирующих образований прискважинных зон нагнетательных скважин являются гидроксиды железа (продукты коррозии оборудования) и агрегаты силикатов (продукты жизнедеятельности морских микроорганизмов). Среднее значение коэффициента кольматации β для нагнетательных скважин гранулярных коллекторов определилось равным $4,05 \times 10^{-3}$ сутки $^{-1}$.

Список литературы

1. Потапов С.С. Минералогия солевых отложений в скважинах и нефтепромысловом оборудовании месторождений Западной Сибири. Екатеринбург: УрО РАН, 1993. С.20

2. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАСТВОРОВ С ГЛИНИСТЫМИ КОЛЬМАТИРУЮЩИМИ ОБРАЗОВАНИЯМИ

2.1. Природа глинистых кольматирующих образований

Технология реагентной разглинизации скважин связана с использованием технологических растворов, эффективно воздействующих на глинистые кольматирующие отложения. Оптимальные условия применения технологических растворов определяются минералогическим составом глинистых образований, наличием высокомолекулярных соединений органического происхождения в перфорированной околоскважинной зоне, гидродинамическими параметрами пласта, его нефте- и газонасыщенностью, физико-химическими свойствами флюидов и рядом других факторов. Причем, значительное влияние на скрин-эффект скважины оказывает наличие кольматирующих глинистых образований.

Природа и характер взаимодействия между элементарными частицами и микроагрегатами глинистых минералов всецело определяются структурными связями, возникающими в свеже отложившемся глинистом осадке. Современные представления о формировании структурных связей в глинистом осадке основаны на том, что их формирование происходит под влиянием физических и химических процессов, приводящих к возникновению на контактах частиц сложных взаимодействий различной природы и энергии (магнитное, дипольное, капиллярное, молекулярное, ионно-электростатическое и химическое взаимодействия) [1, 2]. На ранней стадии формирования глинистых кольматирующих образований в околоскважинной зоне возникают структуры с коагуляционными контактами.

В.Д. Ломтадзе обобщил имеющие место представления о строении глинистых агрегатов и, по его мнению, наибольшего внимания заслуживают схемы возможного строения агрегатов, предложенные И.Н. Антиповым - Каратаевым,

В.В. Келлерманом и Д.В. Ханом [1]. По этим схемам агрегаты могут быть образованы в результате непосредственного прилипания минеральных частиц под влиянием молекулярных сил и, в результате склеивания их различными веществами, а именно, минеральным веществом (коагель гидратов полуторных окислов, либо кремнезема), кристаллами солей кальция и др., органическими соединениями, превращающимися из золы в гель.

При разработке рецептуры технологических растворов для реагентной разглинизации скважин были выбраны следующие критерии: 1. Реагенты должны быть порошкообразные; 2. Реагенты должны обладать способностью разрушать кольматирующие образования путем нарушения коагуляционных контактов между глинистыми агрегатами, не исключая возможности частичного растворения глинистой породы; 3. Реагенты должны воздействовать на органическую составляющую кольматирующих образований; 4. Реагенты не должны обладать канцерогенными свойствами.

2.2.Методика лабораторных исследований

Лабораторные исследования по разрушению кольматирующих образований проводились с образцами глин, на основе которых возможно образование естественных глинистых растворов, а также с образцами глин, используемых для приготовления промывочных жидкостей. В исследованиях использовали глину Махарадзевского месторождения Грузии (порода № 1), глину смешанного состава (порода № 2) и каолинитовую глину Глуховецкого месторождения Украины (порода № 3). Перед началом лабораторных исследований была произведена идентификация образцов глин.

Для установления химического состава пород использовали элементарный анализ, минералогического состава - методы дифференциально-термического, термогравиметрического, рентгенофазового анализов и метод микроскопии в иммерсионных средах.

Результаты исследований химического состава пород представлены в табл.2.
1.

Таблица 2.1

Химический состав исследуемых глинистых пород

Содержание компонентов, %	Порода № 1	Порода № 2	Порода № 3
Потери при прокаливании	8,04	8,90	11,55
Fe_2O_3	6,90	6,36	1,71
Al_2O_3	14,90	13,31	34,77
CaO	2,31	2,18	1,99
MgO	1,40	0,51	отс.
Na^+	2,63	1,76	Отс
K^+	0,49	1,04	0,38
TiO	0,43	0,50	0,50
MnO	0,59	0,42	отс.
P_2O_5	0,20	0,32	отс.
SiO_2	59,71	58,25	47,26
SO_4^{2-}	0,72	4,03	1,14
Cl^-	1,31	1,90	0,35

Из анализа химического состава следует, что качественный состав пород № 1, 2 одинаков. Они состоят в основном из соединений алюминия, железа, кремния. Из них около 60 % составляют соединения кремния. Количественное содержание этих элементов почти одинаковое в обоих породах. Образцы отличаются количественным содержанием примесей.

Основными примесями породы № 1 являются кальций и магний, причем магния в три раза больше, чем в породе № 2. Несколько выше содержание ионов натрия. Порода № 2 имеет в своем составе в четыре раза больше ионов серы и в два раза больше ионов калия. Обе породы содержат в небольших количествах соединения титана, марганца, фосфора и хлора.

В породе № 3 доля алюминия существенно возрастает по сравнению с породами № 1,2 при некотором снижении кремния. Соединения железа уменьшилось почти в четыре раза по сравнению с породами № 1,2. Примеси содержатся в незначительном количестве.

Максимальное содержание сульфат ионов обнаружено в породе № 2, минимальное - в породе № 1. Содержание хлоридов в породах № 1,2 примерно одинаково, а в породе № 3 почти в пять раз меньше.

Порода № 1 карбонатного типа (вспыхивает от реакции с соляной кислотой). Согласно данным рентгенофазового анализа состоит преимущественно из монтмориллонита, плагиоклаза, кварца, кальцита, пирита. Преобладает монтмориллонит. В породе содержится также в качестве примеси неизвестное вещество, предположительно, амфибол.

Порода № 2 представлена монтмориллонитом, гидрослюдой, каолинитом, гипсом, полевым шпатом и кварцем. Преобладают монтмориллонит и гидрослюда. В значительном количестве присутствует каолинит. Предполагается присутствие амфибала.

Порода № 3 представляет собой каолинит. В незначительных массах в виде примесей присутствуют монтмориллонит и гидрослюдя.

Различии минералогического состава исследуемых пород находится в соответствии с данными химического анализа.

Согласно данным микроскопии в иммерсионных средах порода № 1 представляет собой глину светло-серого с зеленоватым оттенком цвета. В иммерсии глинистое вещество, микроагрегаты чешуйчатого строения. Порода без видимых включений.

Порода № 2 светло-серого цвета, неоднородна, представлена глиной с прослоями гипса. В шлейфе глины структура пелитоморфная, текстура

однородная, участками полосчатая. Порода микро трещиноватая. Глинистое вещество тонкочешуйчатое, микро агрегатное. Вдоль трещин наблюдается перераспределение глинистого вещества. Встречаются редкие зерна терригенных минералов, представленных кварцем, и тяжелых минералов. Карбонатный материал в шлейфе не проявляется, маскируется глинистым, определяется по слабой реакции с соляной кислотой.

Порода № 3 светло-серого цвета без оттенков и для нее характерна микроструктура, сложенная рыхлыми микроагрегатами, состоящими из нескольких глинистых частиц. Преобладают микроагрегаты уплощенной и пластинчатой изометрической формы. Расположение микроагрегатов в структуре беспорядочно.

Результаты исследований термического разложения образцов пород № 1,2,3 подтверждают идентификацию минералов по результатам рентгенофазового анализа.

Емкости обмена катионов исследуемых пород приведены в табл. 2. 2.

Таблица 2.2

Емкость обмена (мг-экв / 100 г) катионов исследуемых глинистых пород

Обменные катионы	Порода № 1	Порода № 2	Порода № 3
K ⁺	3,0	7,10	6,75
Na ⁺	59,98	17,29	отс.
Mg ²⁺	0,24	6,82	отс.
Ca ²⁺	0,56	1,04	0,52
H ⁺	отс.	6,04	5,82
Сумма	63,78	38,29	13, 09

Из полученных результатов следует, что обменными катионами пород являются катионы калия, натрия, магния и кальция. Кроме того, в решетках глинистых минералов возможно замещение алюминия на железо и титан, способных к катионному обмену. Обменными анионами являются сульфат-анион и хлорид-анион.

Анализ результатов емкости обменных катионов позволяет также сделать некоторые уточнения в минералогическом составе исследуемых пород.

Порода № 1 состоит из чистого Na - монтмориллонита, на что указывает высокая емкость обмена катиона натрия. Общая емкость обмена породы составляет 63,78 мг - экв / 100 г, что согласуется с емкостью обмена монтмориллонитовых глин. Небольшое количество примесей не мешает проявлению основных свойств монтмориллонита.

Порода № 2 имеет в своем составе Na - монтмориллонит. Он относится к основной составляющей породы. Отличительной особенностью ее является наличие обменного водорода. Следовательно, глина не насыщена катионами щелочных и щелочноземельных металлов и проявляет кислотные свойства. Обменная емкость породы № 2 вдвое меньше, чем породы № 1. Наличие значительных количеств каолинита и гидрослюды придает породе свойства этих минералов, препятствуя проявлению свойств Na - монтмориллонита. Порода № 2 может быть идентифицирована как глина смешанного состава.

Незначительная емкость обмена породы № 3 также позволяет отнести ее к каолинитовой глине.

Для определения изменений, которые могут иметь место при взаимодействии растворов с образцами исследуемых пород, использовали метод электронной спектрометрии, рентгенофазовый, хроматографический, фотоколориметрический анализы и проводили фильтрационные опыты с кернами продуктивных пород.

2.3. Оценка взаимодействия растворов с глинистыми кольматирующими образованиями

Учитывая возможный механизм взаимодействия растворов на основе порошкообразных реагентов с глинистыми образованиями, были выбраны перспективные направления для разработки рецептуры растворов.

В результате многочисленных лабораторных исследований выбраны две группы реагентов, дающие кислую реакцию в водной среде (NaHSO_4 , $\text{K}_2\text{S}_2\text{O}_7$, $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_7$, $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$) и щелочную реакцию (NaHCO_3 , KHCO_3 , $\text{NH}_4 \text{HCO}_3$).

В ходе опытов производили оценку механической стойкости глинистых образцов в растворах с различной концентрацией порошкообразных реагентов.

Подготовку образцов для изучения их механической стойкости осуществляли следующим образом: породу измельчали, растирали в фарфоровой ступке, смешивали с водой до тестообразной консистенции, раскатывали и готовили сферические образцы массой 2 г. Содержание влаги в образцах находилось в пределах 40 - 50 %. Объем раствора составлял 50 мл. Критерием механической стойкости образца считали время его полного распада (с точностью до 0,5 мин.) до тонкодисперсной фазы в растворе, что позволяло определить скорость разрушения образца.

Установлено, что скорость разрушения образцов глин вне зависимости от реакции среды практически линейно зависит от концентрации реагента. Сопоставительная оценка растворов по скорости разрушения глинистых образцов массой 2 г различного минералогического состава представлена в табл.2.3.

Таблица 2.3

Скорость разрушения ($V \times 10^{-2}$ г / мин) глинистых образцов в растворах порошкообразных реагентов

№	Раствор	pH раствора	Порода № 1	Порода № 2	Порода № 3
---	---------	-------------	------------	------------	------------

1	NaHSO ₄ , 10%	0,95	13,33	3,20	1,39
2	K ₂ S ₂ O ₇ , 8 %	0,98	10,25	-	-
3	Na ₂ S ₂ O ₇ , 8 %	0,92	9,52	-	-
4	(NH ₄) ₂ S ₂ O ₈ , 10 %	1,15	6,66	3,08	-
5	NaHCO ₃ , 10%	8,85	9,09	4,54	4,00
6	KHCO ₃ , 10%	8,73	6,89	2,50	3,30
7	NH ₄ HCO ₃ , 10%	8,65	8,33	2,70	3,63

Как видно из представленных данных в таблице 2.3, применение растворов с кислой реакцией эффективно для монтмориллонитовой глины, а растворов со щелочной реакцией - для каолинитовой глины.

Методом электронной спектрофотометрии исследовали взаимодействие образцов глин с растворами на основе порошкообразных реагентов.

Ультрафиолетовый спектр растворов регистрировали до и после обработки глин на спектрометре SP - 8000 в области 100 - 350 нм. Объем раствора составлял 100 мл, масса образца 5 г, время обработки 48 часов. После обработки осадок отфильтровывали. Толщина поглощающего слоя составляла 9,98 мм. В качестве эталона сравнения использовали спектры поглощения водных растворов после обработки образцов глин.

В качестве примеров на **рис. 2.1, 2.2, 2.3** представлены спектры поглощения растворов бисульфата и бикарбоната натрия до и после обработки образцов глин.

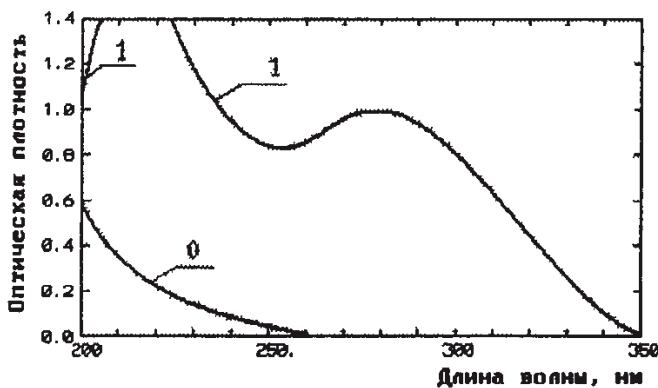


Рис.2.1. Спектры поглощения раствора из бисульфата натрия концентрацией 8% до (0) и после обработки образца из монтмориллонитовой глины (1).

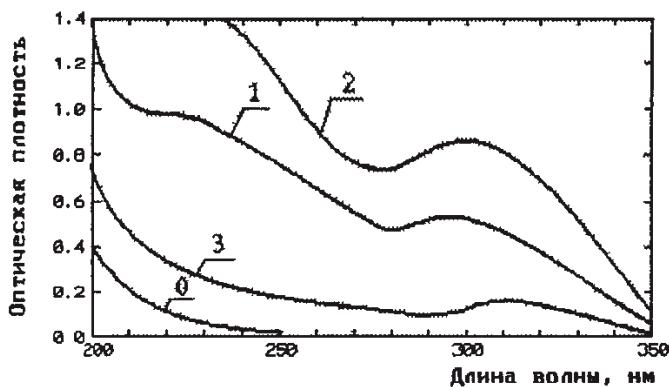


Рис.2.2. Спектры поглощения растворов из бисульфата натрия концентрацией 2% до (0) и после обработки образцов из монтмориллонитовой (1), каолинитовой (3) глины и глины смешанного состава(2).

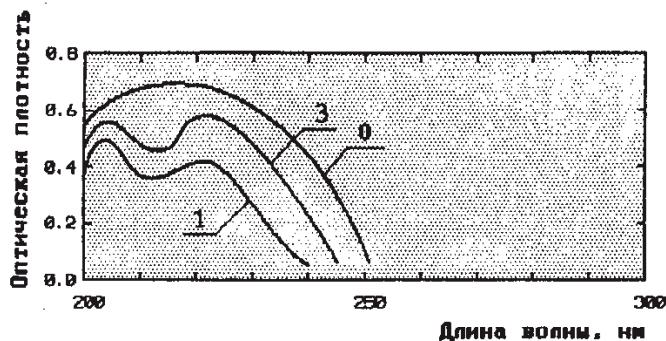


Рис.2.3. Спектры поглощения растворов бикарбоната натрия 8 процентной концентрации до (0) и после обработки образцов из монтмориллонитовой (1) и каолинитовой (3) глин.

В результате обработки образцов из монтмориллонитовой глины раствором бисульфата натрия водного 8 - ной концентрации появились две полосы поглощения с максимумами вблизи $\lambda = 215$ нм и $\lambda = 290$ нм, причем первый максимум по оптической плотности (рис. 2.1) выходит за исследуемый диапазон ($D > 1,4$). В последующем опыте концентрация реагента была уменьшена до 2 % (рис. 2.2). Вне зависимости от исследуемого образца породы новые полосы поглощения появились с максимумом вблизи $\lambda = 300$ нм, причем для каолинитовой глины он выражен не так явно, как для монтмориллонитовой глины и глины смешанного состава. Это также свидетельствует о целесообразности использования для разрушения монтмориллонитовой глины растворов с кислой реакцией.

В результате обработки образцов глин раствором бикарбоната натрия 2 %-ной концентрации, появился новый минимум поглощения при $\lambda = 210$ нм и величина оптической плотности уменьшилась, причем для каолинитовой глины - в большей степени (рис. 2.3).

В ходе опытов регистрировали также инфракрасный спектр глин до и после обработки на инфракрасном спектрометре Perker - Elmer 580B в области 400 -

4000 см^{-1} . Для регистрации инфракрасных спектров навеску глины массой 385 мг перетирали в агатовой ступке с бромистые калием (250 - 350 мг) и из полученной смеси прессовали таблетку и далее снимали инфракрасный спектр. (рис.2.4,2.5).

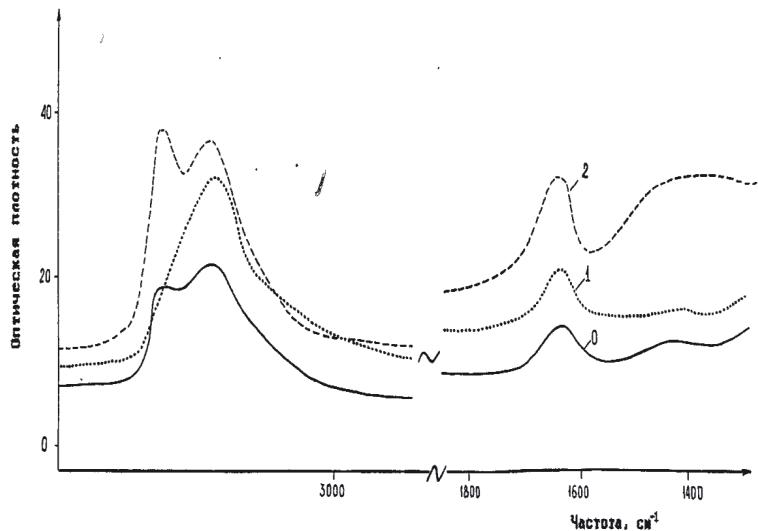


Рис. 2. 4.

ИК-спектр монтмориллонитовой глины до (0) и после обработки растворами бисульфата натрия (1) и бикарбоната натрия (2)

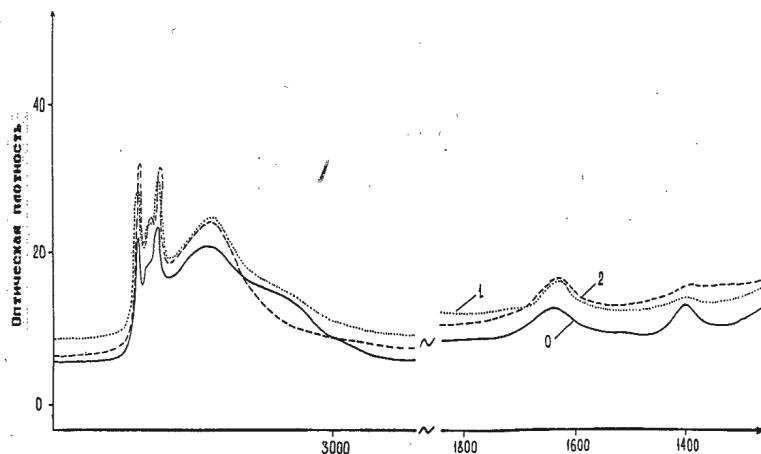


Рис.2. 5. ИК-спектр каолинитовой глины до (0) и после обработок растворами бисульфата натрия (1) и бикарбоната натрия (2).

Как видно из рис.2. 4 , спектр монтмориллонита после обработки пробрел новую полосу поглощения при $\lambda=3600 \text{ см}^{-1}$, соответствующую колебаниям свободных OH - групп, не связанных водородной связью. Это позволяет сделать предположение о значительной структурной перестройке в монтмориллонитовой глине.

В ИК - спектре каолинитовой глины (рис.2.5) после обработки отсутствует появление новых явно выраженных полос поглощения, хотя и отмечается существенные изменения оптической плотности.

В ходе экспериментов прослежено также растворение алюмосиликатов, слагающих решетки глинистых минералов. Суммарные весовые потери образцов глин в исследуемых растворах изменяются от 5 до 15,5 % .

Взаимодействие растворов с глинистыми образованиями сопровождается газовыделением, что свидетельствует об имеющем месте химическом взаимодействии раствора с глинистыми образованиями. Максимальные объемы выделяющихся газов приходятся на растворы, содержащие карбонатную составляющую.

Хроматографические анализы проб выделяющихся газов свидетельствуют о том, что состав газов во многом определяется природой используемого реагента и наличием примесей в глинистых образованиях.

Таким образом, наличие существенных изменений в спектрах поглощения растворов после обработки образцов глин, обусловленное как образованием новых соединений, так и разложением используемых реагентов в результате реакции, присутствие в фильтрате растворенных алюмосиликатов, а также выделение газовой составляющей свидетельствуют об имеющем место химическом и физико-химическом взаимодействии между глинистыми образованиями и используемыми растворами.

Выводы

1. В общем виде разрушение глинистых колматирующих образований исследуемыми порошкообразными реагентами происходит за счет нарушения коагуляционных контактов между глинистыми агрегатами, слагающих породу, растворения цементирующих примесей и выщелачивания алюмосиликатов, слагающих каркас глинистых агрегатов. © Применение раствора бисульфата натрия водного ($\text{pH}=0,98$) эффективно для монтмориллонитовой глины и глины смешанного состава, а раствора бикарбоната натрия ($\text{pH}=8,2$) – для каолинитовой глины.
2. Исследуемые растворы переводят глинистые агрегаты в тонкую пелитовую фазу, легко удаляемую из скважины после обработки, и при этом не происходит вторичного выпадения твердой фазы и образования коллоидальных систем.
3. Метод электронной спектрофотометрии может быть рекомендован для использования при выборе технологического раствора до постановки фильтрационных исследований на кернах продуктивных пород.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ломтадзе В.Д. Инженерная геология. Инженерная петрология. - Л.: Недра. - 1984. - 512 с.
2. Ребиндер П.А. Физико-химическая механика дисперсных структур. - М.: Наука. 1986. - 400 с.

3. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАСТВОРОВ НА МАТРИЦУ ПОРОДЫ

Для фильтрационных исследований подобрана коллекция пород коллекторов с широким спектром коллекторских свойств (табл.1). Перед началом опытов образцы обрабатывали спиртобензольной смесью, высушивали при температуре 208 ° F и определяли их абсолютную проницаемость по азоту. Затем образцы вакуумировали, насыщали раствором хлористого калия концентрацией 2 % и определяли проницаемость образцов по жидкости при следующих термобарических условиях: температура 185 ° F , давление гидрообжима 35 МПа, противодавление на выходе модели 10-12 МПа.

В качестве технологических растворов для воздействия на матрицу породы и глинистый колыматирующий материал использовали растворы бикарбоната натрия NaHCO_3 концентрацией 8 % и бисульфата натрия NaHSO_4 концентрацией 10 %, а также последовательную обработку растворами с полярными значениями pH.

Фильтрацию растворов через керны проводили в объёме, равном 8-12 объёмов пор образца при температуре 75° С. Объёмная скорость фильтрации составляла 0.005-0.008 см³/сек, что соответствует скорости фильтрации при обработке прискважинной зоны скважины.

Выдержка растворов в образцах пород составляла 6-8 часов. Перед опытом и после опыта производили промывку образцов раствором хлористого калия концентрацией 2 % и определяли коэффициент проницаемости по жидкости.

В опытах № 1-4 оценивали влияние технологических растворов на матрицу породы (табл.2).

Как видно из данных табл.2, при воздействии технологическими растворами на матрицу песчаников увеличение коэффициента проницаемости кернов образцов пород находится в пределах от 1.16 до 17,7, % и

максимальное приращение коэффициента проницаемости приходится на обработку раствором бисульфата натрия (опыт № 4).

Таблица 3.1

Характеристики кернов продуктивных пород

Номер опыта	Номер керна	Месторождение	Номер скважины	Интервал отбора, м	Пористость, %	Карбонатность, %	Абсолютная проницаемость, мД
1	7314	Пасечниковое	808	2711-2714	15.9	1.7	5.9
2	4041	Пасечниковое	808	"	18.1	4.2	40.3

3	7907	Пасечниковое	811	2480- 2486	16.3	5.8	26.0
4	8728	Долинское	905	2392- 2494	15.0	2.5	38.6
5	7775	Сев. Долинское	1		12.6	7.0	55.5
6	7775	Скороходинское	71	3617- 3621	15.2	2.1	26.5
7	7118	Скороходинское	71	"	14.1	4.3	41.5
8	4086	Анастасьевское	66		19.5	2.3	338.0

Таблица 3.2

Результаты опытов по оценке эффективности воздействия растворов на матрицу породы

Номер опыта	Коэффициент проницаемости по жидкости перед обработкой, мД	Техногический раствор	Коэффициент проницаемости по жидкости после обработкой, мД	Изменение коэффициента проницаемости после обработки, %
1	3.0	NaHCO ₃ , 8%	3.32	+10.7
2	23.7	NaHSO ₄ , 10 %	27.9	+17.7
3	13.2	1.NaHCO ₃ , 8% 2.NaHSO ₄ , 10 %	14.7	+11.36
4	25.8	1.NaHSO ₄ , 10 % 2.NaHCO ₃ , 8%	26.1	+1.16

4. ФИЛЬРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАЗГЛИНИЗАЦИИ КЕРНОВ ПЕСЧНИКОВ

В фильтрационных опытах № 5-8 оценивали эффективность разглинизации кернов пород технологическими растворами. Кольматацию образцов производили фактическим глинистым буровым раствором при его разбавлении в пределах 1:20. Перед началом опытов обрабатывали спиртобензольной смесью, высушивали при температуре 208 ° F и определяли их абсолютную проницаемость по азоту. Затем образцы вакуумировали, насыщали раствором хлористого калия концентрацией 2 % и определяли проницаемость образцов по жидкости при следующих термобарических условиях: температура 185 ° F , давление гидрообжима 35 МПа, противодавление на выходе модели 10-12 МПа.

В качестве технологических растворов для воздействия глинистый кольматирующий материал использовали растворы бикарбоната натрия NaHCO₃ концентрацией 8 % и бисульфата натрия NaHSO₄ концентрацией 10 % и последовательную обработку растворами с полярными значениями pH.

Фильтрацию растворов через керны проводили в объёме, равном 8-12 объемов пор образца при температуре 75° C. Объёмная скорость фильтрации составляла 0.005-0.008 см³/сек, что соответствует скорости фильтрации при обработке прискважинной зоны скважины.

Выдержка растворов в образцах пород составляла 6-8 часов. Перед опытом и после опыта производили промывку образцов раствором хлористого калия концентрацией 2 % и определяли коэффициент проницаемости по жидкости. Эффективность реагентной разглинизации кернов пород технологическими растворами представлена в таблице 4. 3.

Как видно из представленных данных, при реагентной разглинизации образцов пород последовательное применение техногенных растворов с полярными значениями рН обеспечивает восстановление первоначальной проницаемости от 77,0 до 80,36 % (опыты № 5-7), а обработка только раствором бикарбоната натрия лишь до 59,3 % (опыт № 8).

Таблица 4.1
Результаты опытов по оценке эффективности реагентной разглинизации кернов пород продуктивного пласта

Номер опыта	Коэффициент проницаемости по жидкости перед обработкой, мД	Коэффициент проницаемости после кольматации, мД	Раствор	Техногический коэффициент проницаемости по жидкости после обработкой, мД	Восстановление коэффициента проницаемости относительно первоначального, %
5	31.1	8.5	1.NaHCO ₃ , 8% 2.NaHSO ₄ , 10 %	25.0	80.38
6	15.2	1.4	1.NaHCO ₃ , 8% 2.NaHSO ₄ , 10 %	12.2	80.26

7	20.0	5.0	1.NaHCO ₃ , 8% 2.NaHSO ₄ , 10 %	15.4	77.0
8	145	23.4	NaHCO ₃ , 8%	86.0	59.3

Фильтрационные исследования процесса разгнивания проводились на кернах месторождения Белый Тигр (шельф Вьетнама) и Бахиловского месторождения (Западная Сибирь). Образцы пород готовились к опыту как указано ранее

Опыты с образцами пород месторождения Белый Тигр выполнялись при термобарических условиях, близких к пластовым условиям: давление гидрообжима 16,4 МПа, поровое давление 1,42 МПа, температура 284 °F.

Кольматацию образцов глинистыми частицами производили буровым раствором, отобранным непосредственно при бурении скважины № 1005 на платформе месторождения. Концентрация глинопорошка в растворе составляла 50 кг/ м³, раствор содержал также различные добавки, включая баритовый утяжелитель. В опытах перепад давления при закачке глинистого

раствора составлял 1 МПа, время контакта его с образцами не превышал 16 часов. Толщина глинистой корки на торце образца составляла 10-12 мм.

Для разглинизации использовали раствор бисульфата натрия концентрацией 10 % с добавкой ПАВ ОП-10 (0,3 % вес.) в объеме 60 см³. Объемный расход закачки раствора в модель составлял 20-60 см³/час. Время выдержки раствора в образцах не превышало 1-1,5 часов.

Результаты опытов представлены в табл.4.2

Таблица 4.2

Изменение коэффициента проницаемости (mD) карбонатных песчаников при реагентной разглинизации

Назначение Операции	Агент, для которого Определяли K	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
Снятие исходных характеристик керна	Азот 2% KCL Нефть	113 33,8 21,5	109 30,6 22,6	52 28,5 24,6	81 25,1 17,2	93 63,6 46,9
Кольматация	Нефть с глинистой	6,3	4,7	4,6	3,9	7,3

Глинистым Раствором	Коркой Нефть после удаления корки	7,6	6,7	5,9	5,5	10,9
Обработка раствором NaHSO_4	Нефть	17,6	15,8	16,5	10,6	17,4

Как видно из представленных данных, реагентная разглинизация раствором бисульфата натрия обеспечила восстановление первоначальной проницаемости от 37,1 до 81,9 %.

Образцы песчаников Бахиловского месторождения кольматировали глинистым раствором, приготовленном на основе бентонитового глиногорюшка. На торце образцов толщина глинистой корки составляла 1,5-2 мм и при этом в модель отфильтровывалось от 0,3 до 0,4 см³ глинистого раствора и его фильтрата в расчете на 1 см² площади образца.

Термобарические условия опыта : давление гидрообжима 16,4 МПа, поровое давление 1,42 МПа, температура 284 °F.

Для разглинизации образцов после снятия глинистой корки использовали два технологических раствора: 1.Раствор бикарбоната натрия концентрацией 8% с добавкой сульфанола 0,2 % ,объем раствора 30 см³ . Время выдержки раствора 4-6 часов. 2. Раствор бисульфата натрия концентраций 10 % с добавкой сульфанола 0,2% , объем раствора 36 см³ . Время выдержки раствора 4-6 часов.

Результаты опытов представлены в табл.4.3

Таблица 4.3

Изменение коэффициента проницаемости (mD) кернов песчаников при реагентной разгазификации

Наменование Операции	Агент, для которого Определяли K	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
Снятие исходных характеристик	Азот Нефть	12 3,9	171 95,8	11,9 4,07	84 62,3
Кольматация	Нефть после удаления Глинистым раствором	1,9	66,3	2,4	8,5
Обработка	Нефть	2,0	69,2	3,36	15,8

Раствором NaHCO₃					
Обработка Раствором NaHSO₄	Нефть	3,25	87,5	4,8	36,8

Как видно из представленных данных, обработка образцов двумя технологическими растворами позволила восстановить первоначальную проницаемость от 59 до 117,9 % .

В таблице 4.4 представлена контрольные результаты фильтрационных опытов по разглинизации кернов песчаников путем последовательной обработки растворами бикарбоната натрия концентраций 8 % и бисульфата натрия концентрацией 10 % , проведенные компанией **Dowell Schlomberger**.

Таблица 4.4

Изменение коэффициента проницаемости (mD) кернов песчаников при реагентной разглинизации

Коэффициент проницаемости, mD	№ 1	№ 2
Первоначальный	16,6	18,5

После кольматации глинистым раствором	≈ 0	≈ 0
После обработки технологическими растворами NaHCO_3 и NaHSO_4	14,7	12,8

Как видно из контрольных опытов, обработка двумя технологическими растворами обеспечивает восстановление проницаемости заглинизованных кернов относительно первоначальной в пределах 69,2-88,5 %.

5. РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОЦЕНКЕ КОРРОЗИЙНОЙ АКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАСТВОРОВ

Исследования коррозийной активности технологических растворов проводились в автоклаве консистометра КЛ-3 . В качестве исследуемых образцов применялись пластины, изготовленные из насосно-компрессорных труб (сталь марки **Д, К, Н-80, Р-105**). До проведения опыта образцы помещались в бензопол и очищались от продуктов коррозии. Далее образцы высушивались при постоянной температуре 105°C до постоянного веса и производили их обработку технологическими растворами. Время обработки образцов 2 часа при температуре 140°C и давлении 40 МПа. После обработки образцы промывали, вновь высушивали при постоянной температуре до постоянного веса и производили расчет коэффициента коррозии раствора.

Состав технологических растворов:

1. NaHSO_4 , 10 %
2. HCl , 15% + HF , 2% + CH_3OOH 2 % + $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{N}_4$, 1 %
3. NaHSO_4 , 10%+ $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{N}_4$, 1%

В составе 2 и 3 технологического раствора в качестве ингибитора использовали уротропин $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{N}_4$ (гексаметиленететрамин, гексамин).

Полученные значения коэффициентов коррозии ($\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$) представлены в табл.5.1.

Таблица 5.1
Значения коэффициентов коррозии (кг/ м² · час) металлических пластин в технологических растворах

№ опыта	Марка стали	№ раствора	S 10 ⁻³ , м ²	R ₁ , г	R ₂ , г	K-Г Кг/ (м ² Ч)
1	Д	1	4.277	58.6612	57.0082	0.193224
2	К	1	4.542	46.0063	44.5211	0.163496
3	N-80	1	4.328	61.7321	57.6251	0.119697
4	P-105	1	1.96	19.8812	18.7450	0.289846
5	Д	3	4.305	58.6610	57.8380	0.095586
6	К	3	4.381	62.6320	61.9092	0.082492
7	N-80	3	4.328	61.7325	61.2086	0.060524

8	P-105	3	2.05	21.6090	21.0043	0.147487
9	Д	2	4.318	62.3495	55.4202	0.802366
10	К	2	4.012	44.5052	38.8282	0.707503
11	N-80	2	4.216	58.4613	53.2848	0.613911
12	P-105	2	1.96	19.5208	17.7616	0.448775

В таблице приведены следующие обозначения: S – площадь образца, Р₁ – вес образца до обработки, Р₂ – вес образца после обработки.

Как видно из представленных данных, коррозийная активность раствора бисульфата натрия без ингибитора в 3,3 раза меньше, чем глинокислотного раствора с ингибитором. Введение в раствор бисульфата натрия ингибитора снижает коррозионную активность раствора в 2 раза и коэффициент коррозийной активности раствора бисульфата натрия с ингибитором в 6,7 раза меньше коэффициента коррозийной активности глинокислотного раствора с ингибитором.

6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ НА ОБРАБОТКУ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

1. Реагенты

- **Натрия бисульфат водный** (кислый сернокислый натрий) $\text{NaHSO}_4 \cdot \text{xH}_2\text{O}$ бесцветные кристаллы плотностью 2,74 г/см³. Растворимость в воде: 35 % при 0°C, 88 % при 100°C. Водные растворы имеют кислую реакцию. Оптимальная концентрация раствора 10 - 12 %. При контакте раствора с нефтью происходит сульфирование нефти с образованием анионактивных ПАВ.
- **Натрия бикарбонат** (натрий двууглекислый, питьевая сода) NaHCO_3 -мононатриевы бесцветные кристаллы плотностью 2,18 - 2,22 г/см³. Растворимость в воде: 6,5 % при 0°C, 9,4 % при 25°C, 13,8 % при 80°C. Водные растворы имеют слабощелочную реакцию. Оптимальная концентрация раствора 8 %.
- **ПАВ.** Вводится в технологический раствор в пределах концентраций 0,4 - 2 %. Проверяется на совместимость с реагентом и технической водой. Отсутствие помутнения в растворе после суточного отстоя свидетельствует о совместимости его компонентов.
- **Техническая вода.** Подземные воды месторождения или поверхностные воды. Объем согласно расчету.
- **Рекомендуемые объемы технологических растворов на 1 м толщины перфорированного пласта** и их очередьность подачи в пласт приведены в табл.6.1.

Таблица 6.1

Составы технологических растворов и их объемы на 1 м толщины пласта

№	Технологический раствор, м ³	Объемы технологических растворов в порядке подачи в пласт, м ³
1.	№ 1: $\text{NaHSO}_4 \cdot \text{xH}_2\text{O}$, 10-12% + ПАВ, 0,4-1,2%	1,5
	№ 2: ПАВ, 1,5-2%	3,0
	№ 3: NaHCO_3 , 5-8% + ПАВ, 0,4-1,2%	1,5

	№ 4: ГАВ, 1.5-2%	3.0
	№ 5: НaHSO ₄ xH ₂ O ,10-12% + ГАВ, 0.4-1.2%	1.5
2.	Суммарный объем технологических растворов, м ³	10.5
.3.	Дальность подачи технологических растворов в пласт, м	4.1

2.Технические средства

- Насосный агрегат для приготовления раствора и его закачки в скважину: ЦА-320 или ЦА-400 или 4-АН - 700 .
 - Автоцистерны согласно расчету.
 - Емкости для технологического раствора согласно расчету.
 - Паропередвижная установка при отрицательных температурах воздуха
- 3. Подготовительные работы**
- Проводят контрольные замеры привесистости скважины (расход засыпки и давление).
 - Производят раздельно проверку на совместимость компонентов первого и третьего технологических растворов с технической водой: в течение суток отстоя растворов в пробе каждого раствора должно отсутствовать помутнение
 - Переезд на скважину.
 - Подключение насосного агрегата к нагнетательной линии.
 - Промывка скважины технической водой в объеме двух циклов циркуляции.
 - Затрубное пространство закрывают..
- 4. Технологический процесс**
1. Приготавливают технологические растворы в последовательности и объемах, как указано в таблице 1 регламента и поочередно закачивают их в пласт.
 2. Во время закачки каждого технологического раствора производят измерения приемистости скважины.

3. Технологические растворы № 1,3 и 5 после закачки выдерживают в пласте в зависимости от температуры следующее время:

Температура, °С	Время, час
120 – 140	1-2
90 – 120	2-4
60 – 90	4-6

4. Технологические растворы № 2,4 в пласте не выдерживают.
5. Заключительная операция
- Заключительная операция может, производится по следующим вариантам.
- 1 вариант. При достаточном пластовом давлении производят отработку скважины на поверхность до полного удаления технологических растворов и их продуктов реакции, после чего скважину подключают к нагнетательной линии.
- 2 вариант. Скважину подключают к нагнетательной линии и производят закачку воды в пласт с рассеиванием технологических растворов и продуктов их реакции в пласте.
- 3 вариант. Для удаления технологических растворов и продуктов их реакции из пласта производят освоение скважины при помощи струйного насоса или свабда.

5. Заключительные работы

- Скважину пускают в работу.
- Производят контрольные замеры приёмистости скважины (расход, нагнетания и давление).

7. ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОБРАБОТОК НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПОРОШКООБРАЗНЫМИ РЕАГЕНТАМИ

Обработки нагнетательных скважин по разработанной технологии производились на месторождениях Западной Сибири в Широтном Приобье (Яунторское, Мысхайское, Янтарское месторождения), на Муравленковском месторождении, Луквинском месторождении (Предкарпатьский прогиб) и месторождении Белый Тигр (шельф юга Вьетнама).

В Широтном Приобье обработки скважин производили на Яунторском, Мысхайском и Лянторском месторождениях, приуроченных к Сургутскому и Нижневартовскому сводам.

Здесь мезозойско-кайнозойские отложения имеют мощность около **3000 м** и нефтегазоносность связана с отложениями юры (тюменская свита) и нижнего мела (Мегиночная и Нижневартовская свиты).

Залежи выявлены в 16-ти пластах на глубинах от **1800** до **2900 м** с коллекторами порового типа. В минералогическом составе цемента песчаников преобладает глинистая составляющая (каолинит-тидростоидный, хлорит-кальцитовый цемент). Открытая пористость песчаников изменяется снизу вверх по разрезу от **9** до **27 %**, проницаемость коллекторов изменяется в широких пределах - от **0,8** до **500 mD**, пластовая температура от **70** до **100 °C**.

Муравленковское месторождение расположено в 120 км к северу от г. Ноябрьск в зоне Средне - Обской и Надым - Пургской нефтеносных областей. Оно приурочено к брахиантклинальной складке простирации с более крутым восточным крылом. На месторождении открыты одна газовая залежь в сеноманских отложениях и три нефтяные залежи в валанжинских отложениях.

Нижнемеловые нефтяные залежи вскрыты на глубинах **2450-2660 м** и приурочены к верхней части Мегионской свиты, представленные переслаиванием пачек аргиллитов и песчаников с преобладанием песчаников. Кровли продуктивных пластов располагаются в своде на абсолютных отметках от 2465 до 2530 м, ВНК - от 2505 до 2595 м. Песчаник мелковзернистый. Тип цемента преимущественно контактный, в различной степени карбонатный. Средние значения коэффициентов: пористости **18 %**, проницаемости **36 mD**, расщепленности **4,8**. Пластовое давление **25,8 МПа**, температура **81-84 °C**.

Луквинское месторождение расположено в Предкарпатском прогибе и приурочено к Луквинской складке, представленной антиклиналью, осложненной серией пологенных нарушений.

Нефтяная залежь вскрыта на глубине 1200 - 1500 м и приурочена к породам нижнемениппитовой подсвиты, представленной чередующимися пачками песчано-алевролитовых и глинистых пород. Средняя эффективная толщина составляет 34 м, нефтенасыщенная - 26,7 м. Открытая гористость изменяется от 6 до 15 %. Проницаемость высокопористых малоглинистых разностей достигает 30-70 мД.

Особенностью залежи является высокая степень насыщения нефти парафином (7 - 12 %) и селитрогелевыми смолами (10 - 15 %). При пластовой температуре 38 - 41 ° С имеются все предпосылки для выпадения парафина в пласте, поэтому для поддержания пластового давления в залежь нагнетается горячая вода при температуре на устье скважины 70-80 ° С.

На оффшорном месторождении Белый Тигр юга Вьетнама в песчаниках нижнего олигоцена была произведена обработка 3-х скважин. Усредненные геолого-технические показатели объекта разработки: глубина до 4200 м, коэффициент проницаемости 30 мД, пластовая температура 140°C, пластовое давление 32,4 МПа, плотность нефти в пластовых условиях 720 кг/м³.

На месторождении Белый Тигр в соответствии со сложившейся промысловой практикой для поддержания пластового давления осуществляют очаговое заводнение пластов морской водой. В составе закачиваемых вод содержание механических примесей изменяется от 3,5 до 7,0 мг/л при среднем значении 3,95 мг/л, причем до 90 % примесей имеет размер в пределах 1-4 микрон. Анализом минералогического состава механических примесей установлено, что основной составляющей колматирующих образований продуктивных пород являются гидроксиды железа (продукты коррозии оборудования), агрегаты силикатов (продукты жизнедеятельности морских микроорганизмов). В виде примесей присутствуют такие минеральные формы, как кварц, полевой шпат, карбонаты и образования в виде магматических пород.

Результаты нагнетательных скважин представлены в табл. 7.1.

Эффективности реагентных обработок нагнетательных скважин

Таблица 7.1

№ п/п	№ скважины/ Куста	До обработки			После обработки		Увеличен ие Q, раз
		Q, M ³ /сутки	P, Мпа	Q, M ³ /сутки	P, МПа		
Яунпорское месторождение							
1	1209/443	115	13	295	10	2.6	
2	1404/410 Б	75	14	225	10	3	
3	1262/443	80	13	230	10	2.9	
4	47/422	70	10	240	10	3.4	
5	256/422	80	13	280	10	3.5	
6	733/444	20	13	170	10	8.5	
7	710/430	85	13.5	170	10	2	
8	1282/456	80	13	180	10	2.2	
9	1199/465	75	13.5	200	10	2.7	

10	1247/458	115	13.5	360	10	3.1
11	913/465	115	13.5	280	10	2.4
12	1413/479	40	12..5	140	10	3.5
13	1415/425 Б	отс.	-	180	10	-
14	1006/411	110	14	140	10	1.3
15	71/420	100	13	280	10	2.8
16	652/441	80	13	190	10	2.4
17	681/431	115	14	220	10	1.9
18	255/425	80	13	380	10	4.7
19	1298	60	13	120	10	2
20	111 Б	75	13	130	10	1.7
Мыхтайское месторождение						
21	559	240	15	480	13	2
22	569	150	14	500	12	3.3
23	511	100	16.5	360	12	3.6
Лынторское месторождение						
24	6569	115	14	650	12	5.6
Муравленковское месторождение						
25	7481	140	13	290	13	2.4

26	5208	170	12	200	12	1.2
27	407р	120	12	180	13	1.5
28	5441	150	13	280	13	1.9
29	3866	140	11	280	11	2
Луквинское месторождение (Предкарпатье)						
30	38	47	12	125	12	2.6
31	52	52	14	144	14	2.8
32	53	20	14	43	14	2.1
33	41	53	13	84	13	1.6
Месторождение Белый Тигр (шельф Вьетнама)						
34	1457	155	19.5	240	18	1.5
35	100410	120	22.9	523	19.5	4.3
36	626	80	21.7	233	20.8	2.9

По результатам обработок **36** нагнетательных скважин среднее приращение расхода нагнетания составило **155 м³/сутки**, т. е. расход нагнетания увеличился на **162 %**.

Таким образом, технология может быть рекомендована к рассмотрению для оффшорных и аншорных месторождений, продуктивные пластины которых приурочены к терригенным поровым коллекторам и трещиноватым кристаллическим породам

8. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ САНИТРИЯ И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

Для реагентной разглинизации водозаборных скважин в рамках контракта планирует использовать технологический раствор, разрешённый к использованию в добыче, транспорте нефти и питьевом водоснабжении, что подтверждается следующими документами:

1. Химические реагенты в добыче и транспорте нефти: Справ. изд./Д.Л.Рахманкулов, С.С.Злотский, В.И.Мархасин и др. М.: Химия, 1987, 144 с.
2. Инструкция по применению реагентных методов при реконструкции (регенерации) скважин на воду. М.: Ремсельбурвод. 1984, 112с. Согласовано с Заместителем Главного Государственного санитарного врача СССР Ковшило В.Е. (письмо от 20.03.84 № 121-12/245-14).
3. Пособие по проектированию сооружений для забора подземных вод (к СНиП 2.04.02-84). Стройиздат. Нормативный документ, 1989.
4. Письмо Заместителя Главного Государственного врача СССР В.Е.Ковшило № 121-12/245-14 от 23.03.84.
5. Письмо Заместителя Главного Государственного врача СССР Э.М.Саакянца № 121-12/493-14 от 20.04.87.
6. Письмо Заведующего отделом охраны труда Республиканского Комитета ВЦСПС профсоюза работников сельского хозяйства РСФСР В.П. Колеткова № 3-47 от 6.05.85.
7. Письмо Первого заместителя генерального директора НПО «Союзнефтепромхим» А.В.Солодова № 5654 от 13.11.89
8. Письмо Первого заместителя генерального директора НПО «Союзнефтепромхим» Р.А.Хабирова № 2015 от 19.05.91

9. Реестр «Перечень химпродуктов, согласованных и допущенных к применению в нефтяной отрасли» от 15.04.2000

При проведении реагентных обработок скважин следует руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными Госгортехнадзором России 14 декабря 1992 года и документами, регламентирующими проведение подобного рода работ в компании, обладающей лицензией на разработку месторождения, где проводятся обработки скважин.

С учётом специфики порошкообразных реагентов бригада должна быть обеспечена следующими защитными средствами:

- защитные очки закрытого типа или наголовные щитки с химически стойким корпусом;
- резиновые сапоги,
- прорезиненные фартуки;
- резиновые перчатки;
- пылевые респираторы;
- емкость с водой объёмом не менее 100 л, 2 литра раствора бикарбоната натрия (питьевая сода) 3 %-ной концентрации и порошок бикарбоната натрия длянейтрализации кислотного раствора с пораженных участков тела.

В случае попадания раствора бисульфата натрия на кожу, следует промыть этот участок кожи водой и при необходимости напложить тампон с кашецией из бикарбоната натрия. При поражении глаз, их обильно промывают водой. В случаях, когда неприятные или болезн



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 

