

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2024, Том 16, № 4 / 2024, Vol. 16, Iss. 4 <https://esj.today/issue-4-2024.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/44NZVN424.pdf>

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)

Ссылка для цитирования этой статьи:

Сосорев, Д. А. Разработка методики растворения гипса в условиях нефтедобывающих скважин / Д. А. Сосорев // Вестник евразийской науки. — 2024. — Т. 16. — № 4. — URL: <https://esj.today/PDF/44NZVN424.pdf>

For citation:

Sosorev D.A. Development of a technique for dissolving gypsum in oil-producing wells. *The Eurasian Scientific Journal*. 2024;16(4): 44NZVN424. Available at: <https://esj.today/PDF/44NZVN424.pdf>. (In Russ., abstract in Eng.)

УДК 622.276

Сосорев Данила Александрович

ООО «Алтим», г.о. Одинцовский, Россия

Инженер-химик

ФГАОУ ВО «Омский государственный технический университет», Омск, Россия

E-mail: danilosorew@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-8757-0925>

Разработка методики растворения гипса в условиях нефтедобывающих скважин

Аннотация. В процессе нефтедобычи одной из проблем является образование гипсовых отложений в используемом оборудовании, что приводит к потерям при добыче ископаемых и выходу его из строя. На данный момент использование определенных реагентов, обладающих растворяющими гипс свойствами, является наиболее оптимальным вариантов борьбы с гипсом. Цель исследований — установить наиболее оптимальные реактивы и время растворения гипсовых солеотложений для использования в дальнейшем при разработке комплексных методик. Исследования проводили в 2023–2024 гг. на базе ООО «Алтим». Первый этап исследований включал использование смеси № 1, состоящей из пресной воды (соответствующую используемой в работах) — 83,65 % от общей массы (о. м.), гидроксида натрия (смесь гранулированного и чешуйчатого) — 1 % о. м., реагента ФОКС-03 Н (раствор оксиаминовых солей фосфоновых кислот и полимерного компонента) — 1,35 % о. м. и смеси № 2: 24 % соляной кислоты — 98 % о. м., реагенты ИТПС-508 Л и ИТПС-508 К в соотношении 1 и 1 % о. м. соответственно. Время нахождения образцов гипса в смесях варьировало от 6 до 24 ч. Наилучшие результаты показал вариант, когда образец находился сначала в смеси № 1, а затем № 2 максимальное количество времени. Вторая часть опыта с использованием соляной кислоты подтвердила ее высокие растворяющие свойства — при нахождении образца в течении 6 ч происходило снижение массы образца приблизительно до 80 %. Полученные данные можно использовать при разработке комплексных методик, направленных на солерастворение.

Ключевые слова: гипс; растворяющие смеси; соляная кислота; время выдержки; трубы; нефтедобывающие скважины

Введение

На данный момент соле- и гипсообразование является одной из ключевых проблем, с которой сталкиваются ученые и разработчики в нефтедобывающей промышленности. Негативное влияние отложений гипса отражается на многих аспектах теоретических расчетов

объемов получаемого продукта, компьютерного моделирования и прогнозирования работы оборудования скважины, технических разработок новейшего оборудования для этой отрасли и др. Например, при заложении в расчеты теоретических показателей добычи нефти труб определенного диаметра, необходимо также закладывать засорение их гипсом и другими солями, что неизбежно приведет к уменьшению полезного рабочего диаметра поперечного сечения, и соответственно повлечет снижение объемов добываемого сырья.

С одной стороны, необходимо применять комплексный подход к изучению природы месторождения, применяя математические и геологические наработки, а с другой стороны — обратить пристальное внимание на физику и кинетику образования гипса. Подобные исследования показывают, что как отложение, так и растворение гипса имеет сложную динамику, в основе которой лежит структура кристаллической решетки, определяющая в свою очередь форму гипсовых пластинок, а также ее взаимодействие с водой и используемыми растворителями. Якупов Р.Ф. с соавторами отмечают, что вопрос солеобразования и солеотложения надо решать во всей системе «пластовая порода (включая закачиваемую воду) — нефть — закачиваемая вода» [1]. Одной из основных причин повышенного солеобразования является процесс смешения пластовой и закачиваемой воды — именно здесь происходит процесс взаимообмена катионами кальция, бария, стронция, что ведет к образованию сульфатов, в том числе гипса. Другие факторы, приводящие к солеобразованию — изменение параметров газа и температуры, нагревание получаемых продуктов в ходе добычи, переход воды в газообразную форму в процессе разгазирования нефтепродуктов и др. [2].

Для аналитических расчетов прогнозирования образования неорганических солей применяют метод Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона [3].

Установлено, что соли в основном, концентрируются на границе раздела фаз, переходя на стенки скважин и подъемных труб насосного оборудования, что снижает продуктивность и дебит скважины.

Несмотря на то, что все большее количество исследований посвящено данному вопросу, проблема солеобразования практически не решена. Некоторые авторы считают, что прогнозирование выпадения солей, например, с помощью метода Скилмана-Мак Дональда-Стифа, поможет в снижении потерь нефтедобычи [4]. Тем не менее, наибольшую актуальность приобрели исследования разработки методов внедрения агентов для растворения солей и использование устойчивых к данным процессам материалов [5; 6].

Установлено, что гипсовые конгломераты откладываются на всем протяжении нефтедобывающей системы — от забоя до устья, и являются одними из наиболее сложноустраняемых химических образований [7; 8]. Это обусловило повышенное внимание к разработке химических препаратов (агентов), растворяющих сложные химические соединения. Так, для растворения гипсовых образований применяют едкий натр, соляную кислоту и др. При этом необходимым условием является повышение температуры и приведение реагентов в состояние кипения. Этот процесс является сложноустраняемым и затратным во всех отношениях, а затраты не него не всегда окупаются. Поэтому, несмотря на широкий выбор методик, авторы все больше внимания уделяют именно химическим вариантам устранения гипсовых отложений. Необходимо отметить, что данная проблема, несмотря на многолетнее происхождение так и не решена полностью [9; 10].

Учитывая все вышеперечисленное, мы поставили **цель исследований** — установить наиболее оптимальные реактивы и время растворения гипсовых солеотложений для использования в дальнейшем при разработке комплексных методик.

Задачи, включенные в исследование:

- Подбор наиболее оптимального реактива.
- Составление смесей, включающих комбинации данных препаратов.
- Оценка временного фактора выдержки гипсовых проб.
- Выделение и исследование наиболее действенного реактива.

Методы исследований

Исследования проведены на базе ООО «Алтим» в 2023–2024 гг.

Для первого этапа исследования нами были приготовлены две смеси, включающие реагенты для растворения гипса.

Смесь № 1 включала: пресную воду (соответствующую используемой в работах) — 83,65 % от общей массы (о. м.), гидроксид натрия (смесь гранулированного и чешуйчатого) — 15 % о. м., реагент ФОКС-03 Н (раствор оксиаминовых солей фосфоновых кислот и полимерного компонента) — 1,35 % о. м.

Смесь № 2 состояла из: 24 % соляной кислоты — 98 % о. м., реагентов ИТПС-508 Л и ИТПС-508 К в соотношении 1 и 1 % о. м. соответственно. Выбор данных реагентов обусловлен недостатком сведений об их эффективности в смеси с другими реагентами при борьбе с солеотложением, так как обычно их применяют для предотвращения коррозии.

Объектом исследования являлись четыре образца определенной массы, варьирующей от 1,7 до 2,8 г (рис. 1). Разница в массах образцов в нашем опыте несущественна и нивелируется тем, что все они заливались смесями в пропорции 1:10.

Температура проведения исследований составляла 38°C.

Взвешивание образцов проводили до работы, в процессе работы (для определения достижения постоянной массы) и после работы; максимально допустимая погрешность определения массы составляет $\pm 0,0002$ г.



Рисунок 1. Испытуемые образцы (фото автора)

В опыте использовалось стандартное лабораторное оборудование (колбы, фильтры, пинцеты).

Необходимо отметить, что первый этап работы направлен на получение первичной информации для дальнейшей разработки полноценной методики растворения гипсовых конгломератов, поэтому все исследования проведены в однократной повторности. Основной упор сделан на подбор оптимального времени растворения и наиболее успешного растворителя.

Второй этап исследований был проведен с наиболее оптимальным реактивом для растворения гипса. Методика проведения этой части опыта включала использование гипсовых образцов и разных концентраций выбранного в ходе первой части исследования реагента для возможности адресной оценки эффективности растворителя для конкретных условий скважины или другого оборудования. Отбор проб кольматантов проводили в соответствии с ГОСТ 17.4.4.02-84 «Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа» методом конверта путем взятия части образца с четырех точек, расположенных по краям образца, и одной точки с центра (рис. 2).

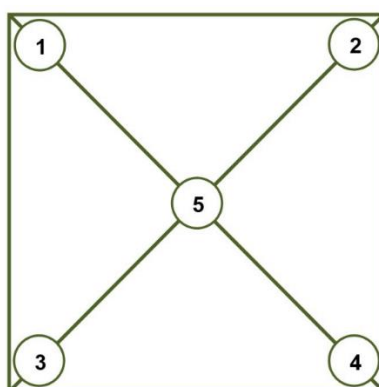


Рисунок 2. Методика «конверта» взятия проб (рисунок автора)

Все работы по отбору образцов проведены в трехкратной повторности, с учётом потери массы при удалении влаги и нефтепродуктов, а также необходимости сохранения арбитражной пробы для возможности повтора исследования. Масса навески для одного теста составляет $5 \pm 0,0002$ г.

При подготовке проб использовали стандартные методики измельчения, удаления влаги и нефтепродуктов и измельчения образцов. Для очистки проб от нефтепродуктов, асфальтосмолопарафиновых веществ и влаги использовали спирто-толуольную смесь в пропорции по массе — 30 % изопропилового, метилового, этилового спирта и 70 % толуола, в количестве, достаточном для проведения исследования.

Для удаления влаги и нефтепродуктов пробу отложения измельчают в ступке пестиком, фотографируют, помещают в химический стакан и приливают спирто-толуольную смесь до уровня, превышающего уровень отложения в два раза, тщательно перемешивают и оставляют на один час для растворения нефтепродуктов на водяной бане при температуре $55 \pm 5^\circ\text{C}$. Затем пробу с отложением фильтруют через сито (размер ячейки 100 мкм) и промывают подогретой спирто-толуольной смесью до получения на выходе из сита чистого растворителя.

После промывки пробу отложения помещают в фарфоровую чашку и сушат в сушильном шкафу при температуре $55 \pm 5^\circ\text{C}$ в течение часа. Затем ее извлекают, фотографируют, истирают до состояния пудры и просеивают. Далее пробу вновь помещают на высушивание до постоянной массы в сушильном шкафу при температуре $55 \pm 5^\circ\text{C}$. Проба считается высохшей, когда результат последних двух измерений отличается не более чем на 0,1 %. Производится фотографирование пробы после сушки. Для дальнейших тестов

отбираются навески отложений по $5 \pm 0,0002$ г, одно определение растворимости включает в себя два параллельных теста.

Для проведения теста испытуемый растворитель взвешивают на электронных весах в количестве, соответствующем соотношению 10/1 (растворитель/отложение) по массе, с точностью до четвертого десятичного знака.

Навеску гипса помещают в банку с винтовой крышкой, приливают растворитель и устанавливают на водяную баню с температурой, равной температуре забоя скважины на время, определённое программой исследований (в случае если время эксперимента не указано, по умолчанию время выдержки на реакцию составляет шесть часов). По истечении времени тестирования посуда извлекается из водяной бани, содержимое переливается на воронку с предварительно взвешенным фильтром «синяя лента», проводится промывка полученного образца дистиллированной водой в количестве трёх объёмов от использованного в ходе тестов растворителя. После фильтрования содержимого посуды проводится фотографирование остатков образца после теста.

После завершения промывки производится высушивание образцов с фильтром до постоянной массы ($m_{СУХ}$) в сушильном шкафу при температуре $55 \pm 5^\circ\text{C}$ (УПДТ 105°C). Образцы считаются высохшими, когда результат последних двух измерений отличается не более чем на 0,1 %. Производится фотографирование образцов после сушки.

В качестве контроля в данном опыте выступает дистиллированная вода.

Результаты

Образец № 1 (массой 2,0176 г) помещался в смесь № 1 на 6 ч, затем промывался под проточной водой и высушивался до достижения постоянной массы. Затем опять помещался в смесь на 2 ч и т. д., пока общее время нахождения образца в смеси достигло 24 ч. После окончания эксперимента установлено, что масса образца составила 1,3755 г, что позволяет сделать вывод о том, что 32 % массы образца растворились в смеси. Визуально в растворе можно было наблюдать частицы растворенного гипса.

Образец № 2 (массой 1,6831 г) подвергался растворению в смеси № 1 и № 2.

Гипс помещали в первый растворитель на 6 ч. Затем, после высушивания фиксировали его массу, а затем на 2 часа помещали в смесь № 2. После окончательной сушки масса образца составила 0,66 г, что позволяет сказать, что 61 % массы гипсового образца растворилось. При легком надавливании образец крошился.

Образец № 3 (массой 2,1071 г) подвергался растворению в смеси № 1 и № 2.

Гипс выдерживали в первом растворителе в течение 12 ч, затем промывали под проточной водой и высушивали до достижения постоянной массы. Затем отложение помещали во второй растворитель на 4 ч. После окончательной сушки масса образца составила 0,8 г — таким образом, 62 % массы растворилось в смесях. Можно сказать, что увеличение в два раза времени пребывания в смесях № 1 и № 2 не оказало влияния на качество растворения.

Образец № 4 (массой 2,7638 г) помещали на 24 ч в смесь № 1, затем высушивали до постоянной массы и на 6 ч помещали в смесь № 2. После окончания эксперимента масса гипсового образца составила 1 г, следовательно, 68 % массы растворено в смесях. Можно сделать вывод, что увеличение в два раза времени пребывания образца в смесях незначительно повлияло на процесс растворения — разница в массах третьего и четвертого образца составила 0,6 г. Таким образом, наблюдается тенденция увеличения массы, растворенной в смесях, в зависимости от времени нахождения в смесях.

Необходимо отметить, что помещение образцов в смесь № 2 сопровождается выделением газа, что обусловлено нахождением в ее составе соляной кислоты, а также помутнением раствора (рис. 3).

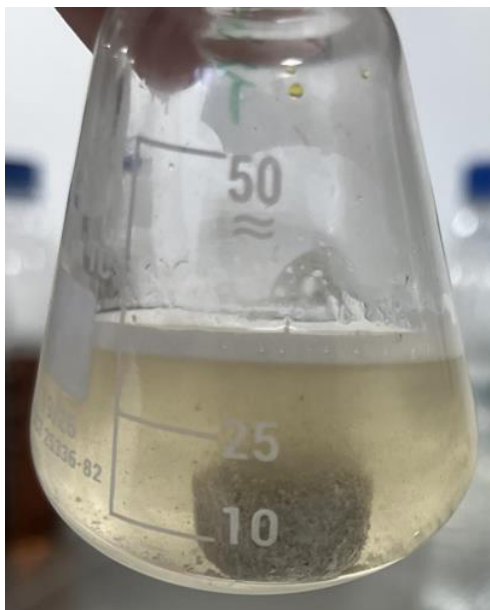


Рисунок 3. Газообразование и помутнение раствора смеси № 2 и гипса (фото автора)

Таким образом, в ходе первого этапа исследования было установлено, что наиболее оптимальными условиями растворения гипса являются двустадийная обработка образцов, и обязательное нахождение гипса в смеси № 2 (содержащей соляную кислоту) от 12 до 24 ч. На основании этого мы предположили, что именно соляная кислота, а не дополнительные антикоррозийные реактивы, является оптимальным растворяющим гипс реактивом. Поэтому дальнейшую работу мы проводили с использованием растворов соляной кислоты и образцов гипсовых отложений.

Результаты исследований приведены в таблице 1.

Таблица 1

Эффективность растворения отложений в соляной кислоте

Реагент	Образец	Время выдержки	Масса пробы отложения, г		Растворение, %
			до растворения	после растворения	
1	2	3	4	5	6
Дистиллированная вода	222 (1)	4	5,0000	3,9461	21,28
	222 (2)	4	5,0000	3,7476	25,25
12 % HCl	222 (1)	4	5,0002	1,4467	71,07
	222 (2)	4	5,0001	1,0199	79,60

Разработано автором

Анализируя данные таблицы, можно сделать вывод об эффективности чистого раствора соляной кислоты, что делает возможным рекомендовать ее для дальнейшего использования в методиках одно- и двустадийного растворения отложений гипса.

Обсуждение

Таким образом, в наших исследованиях доказана тенденция зависимости растворения гипса от времени нахождения в растворителе, а также рассмотрен положительный эффект на растворение гипса соляной кислотой. Изучаемые смеси № 1 и № 2 показали разную

эффективность при растворении гипса — наиболее эффективной, с процентом растворения более 60, оказалась смесь № 2, содержащая соляную кислоту. Дальнейшие исследования раствора соляной кислоты показали, что она обладает высокой эффективностью при растворении гипса — процент растворения варьировал от 70 до 80. Таким образом, соляная кислота и ее смеси с другими растворителями являются перспективными для дальнейшего изучения. Можно предположить, что длительность времени и концентрация являются положительными факторами при растворении гипса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Якупов, Р.Ф. Выбор и использование различных агентов для повышения выработки запасов нефти / Р.Ф. Якупов, А.Р. Сафиуллина, Д.И. Кобища, А.А. Шайбакова // Материалы 48-й всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. Октябрьский, 23 апреля 2021 года. С. 536–547.
2. Маркин, А.Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. — Владивосток: Дальнаука, 2011. — 288 с.
3. Кащавцев, В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. — М.: Орбита, 2004. — 473 с.
4. Фархутдинова, А.И. Анализ пластовых вод и прогнозирование выпадения солей на примере нефтяного месторождения Восточной Сибири / А.И. Фархутдинова, Н.Р. Яркеева // Вестник молодого ученого УГНТУ. — 2022. — 1(17). — С. 38–44. EDN: VWWPFM.
5. Бриков, А.В. Нефтепромысловая химия: Практическое руководство по борьбе с образованием солей / Бриков А.В., Маркин А.Н. — М.: Де`Либри, 2018. — 335 с.
6. Максимов, Г.А. Применение трубопроводов из альтернативных материалов на месторождениях ООО «ИНК». Результаты применения. Анализ, перспективы развития / Г.А. Максимов, В.А. Промахов, А.В. Федотова, К.А. Перов // Инженерная практика. — 2022. — № 3. — С. 54–65.
7. Чертовских, Е.О. Отложение гипса при добыче нефти и газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении // Е.О. Чертовских, Р.У. Кулаев, В.А. Качин, А.В. Карпинов // Вестник ИрГТУ. — 2013. — № 12(83). — С. 143–148.
8. Кащавцев, В.Е. Борьба с отложением гипса в процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / В.Е. Кащавцев, Л.Т. Дытук, А.С. Злобин, В.Ф. Клейменов. — М.: ВНИИОЭНГ, 1976. — 63 с.
9. Лебедев, А.Л. Исследования кинетики реакций растворения гипсоангидритов в воде на начальных стадиях / А.Л. Лебедев, И.В. Авилина // Вестник Московского университета. — Серия 4. Геология. — 2022. — № 6. — С. 179–181.
10. Особенности применения химических реагентов в условиях высокой минерализации попутно добываемых вод / Р.М. Салихов, Е.О. Чертовских, Б.Р. Гильмутдинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2020. — № 9. — С. 59–62. — DOI: 10.24887/0028-2448-2020-9-59-62. — EDN: AMWIAB.

Sosorev Danila Aleksandrovich

LLC «Altim», Odintsovsky, Russia
Omsk State Technical University, Omsk, Russia
E-mail: danilososrew@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-8757-0925>

Development of a technique for dissolving gypsum in oil-producing wells

Abstract. In the process of oil production, one of the problems is the formation of gypsum deposits in the equipment used, which leads to losses during mining and its failure. At the moment, the use of certain reagents with gypsum-dissolving properties is the most optimal way to combat gypsum. The purpose of the research is to establish the most optimal reagents and dissolution time of gypsum salt deposits for further use in the development of complex techniques. The research was conducted in 2023–2024 on the basis of Altim LLC. The first stage of the research included the use of a mixture No. 1 consisting of fresh water (corresponding to the one used in the work) — 83,65 % of the total mass (t. m.), sodium hydroxide (a mixture of granular and scaly) — 15 % t. m., reagent FOX-03 N (solution of oxy-amine salts of phosphonic acids and a polymer component) — 1,35 % t. m., and mixtures No. 2: 24 % hydrochloric acid — 98 % t. m., reagents ITPS-508 L and ITPS-508 K in a ratio of 1 and 1 % t. m. respectively. The residence time of gypsum samples in mixtures varied from 6 to 24 hours. The best results were shown when the sample was first in mixture No. 1 and then No. 2 for the maximum amount of time. The second part of the experiment using hydrochloric acid confirmed its high solvent properties — when the sample was found for 6 hours, the weight of the sample decreased to about 80 %. The obtained data can be used in the development of complex methods aimed at salt dissolution.

Keywords: gypsum; solvent mixtures; hydrochloric acid; holding time; pipes; oil wells