

Фудашкина М.В.

аспирант

Научный руководитель: Мулявин С.Ф., д.т.н

Тюменский индустриальный университет

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ
СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ И ГЛИНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК
ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НА ОБЪЕКТЕ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ N**

Аннотация: ввиду снижения эффективности ОПЗ солянокислотными составами на объекте Ач.т месторождения N было начато применение глинокислотной композиции. В работе выполнено сравнение показателей эффективности солянокислотных и глинокислотных ОПЗ по трем показателям: дополнительная добыча нефти за время эффекта, средний прирост дебита нефти, продолжительность эффекта. В результате применения HCl+HF отмечаются неоднозначные выводы о показателях эффективности, которые могут быть интересны инженерам нефтегазовой отрасли, при подборе состава на объектах-аналогах.

Ключевые слова: обработка призабойной зоны, солянокислотная обработка, глинокислотная обработка, ОПЗ, неоднородный коллектор

Fudashkina M.V.

Postgraduate Student

Scientific Supervisor: Mulyavin S.F., Doctor of Technical Sciences

Tyumen Industrial University

**COMPARATIVE ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF
HYDROCHLORIC ACID AND MUD ACID TREATMENTS OF THE
BOTTOMHOLE ZONE IN THE ACHIMOV FORMATION OF FIELD N**

Abstract: Due to the declining efficiency of bottomhole zone treatments using hydrochloric acid-based compositions in the Achimov Formation of Field N, a mud acid system was introduced. This study compares the performance of hydrochloric acid and mud acid bottomhole treatments based on three criteria: incremental oil production during the treatment effect period, average oil production rate gain, and effect duration. The application of the HCl+HF system yielded ambiguous conclusions regarding performance indicators, which may be of interest to petroleum engineers when selecting treatment fluids for analogous reservoirs.

Keywords: bottomhole zone treatment, hydrochloric acid treatment, mud acid treatment, bottomhole stimulation, heterogeneous reservoir

Ачимовская толща (Ач.т.) является одним из наиболее сложных и перспективных объектов разработки в Западной Сибири. Терригенные коллекторы Ач.т. характеризуются низкой проницаемостью (часто менее 5 мД), высокой глинистостью (до 20–25%) и чувствительностью к технологическим жидкостям [1]. Для интенсификации притока на подобных скважинах широко применяются кислотные обработки призабойной зоны. На практике используются два основных типа составов: солянокислотные (HCl) и глиноокислотные (HCl+HF).

Лабораторные исследования убедительно демонстрируют, что на глинистых песчаниках глиноокислотная обработка должна быть эффективнее HCl, поскольку HF растворяет алюмосиликаты, тогда как HCl воздействует только на карбонатный цемент [2, 3]. Однако промысловые данные нередко дают противоположную картину. Ряд авторов отмечают, что HCl+HF на низкопроницаемых коллекторах может приводить к образованию вторичных осадков (гели кремниевой кислоты, фториды кальция и алюминия), которые снижают или полностью нивелируют эффект [4, 5]. Кроме того, для объекта Ач.т. отсутствуют систематические

исследования, в которых бы напрямую сопоставлялись результаты HCl и HCl+HF.

В 2023 году на месторождении N было начато промышленное применение композиции HCl+HF. В настоящее время эффект от обработок завершен. С целью повышения эффективности ОПЗ на данном месторождении, в работе выполнена оценка показателей эффективности ОПЗ HCl с ОПЗ HCl+HF на основе анализа трех ключевых показателей:

- дополнительная добыча нефти (усл. ед.) за время эффекта;
- средний прирост дебита нефти (усл. ед.);
- продолжительность эффекта (усл. ед.).

Учитывались только обработки с завершенным эффектом. Результаты позволяют дать практическую рекомендацию по выбору типа кислотной обработки для объектов Ач.т. с аналогичными геолого-физическими характеристиками.

Проанализирована эффективность мероприятий по ОПЗ за период 2017-2024 гг. Выборка состоит из 240 скважин, работающих на объекте Ач.т месторождения N.

В таблице (Таблица 1) представлены общие сведения об исследуемых показателях эффективности ОПЗ за указанный период. В период 2017-2020 гг. отмечается устойчивый тренд к снижению дополнительной добычи нефти на одну скважину. Поэтому была проведена работа по поиску альтернативных способов ОПЗ и в 2023 году выполнены ОПЗ глинокислотным составом.

Таблица 1 – Общие сведения об эффективности ОПЗ

Показатели эффективности ОПЗ	Год обработки							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Количество ОПЗ, опер.	41	56	37	13	20	28	22	23
Доп. добыча нефти, усл. ед	43,6	50,8	27,3	5,9	18,2	20,5	15,9	8,2
Доп. добыча нефти, на одну скважину усл. ед	1,06	0,91	0,74	0,46	0,91	0,73	0,72	0,36
Прод. эффекта, усл. ед	15,2	20,7	10,6	4,7	8,7	9,7	5,8	5,4
Ср. прирост дебита, усл. ед	2,9	2,5	2,6	1,3	2,1	2,1	2,7	1,5

На рисунке (Рисунок 1) видно, что с 2020 года количество мероприятий резко снизилось, ввиду различных факторов, в том числе и снижения показателей эффективности ОПЗ HCl. С 2023 года началось внедрение глинокислотных ОПЗ и за период 2023-2024 гг. выполнено 12 обработок призабойной зоны с применением плавиковой кислоты.

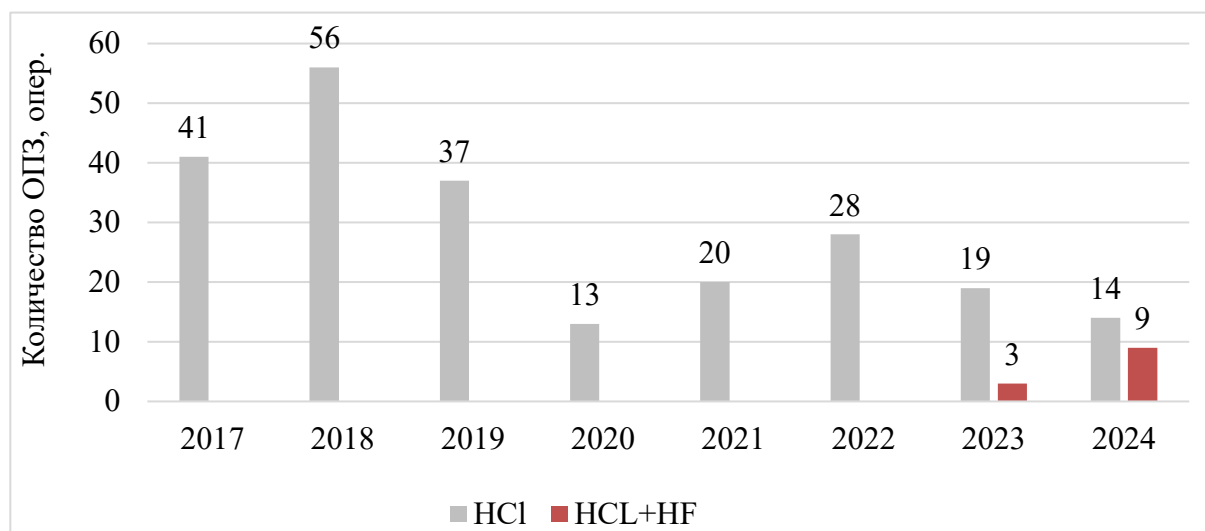


Рисунок 1 – Сопоставление количества ОПЗ в разрезе технологий

В результате применения плавиковой кислоты в 2023 году (Рисунок 2), показатели по дополнительной добыче нефти трех обработок сопоставимы с 19 ОПЗ HCl (7,2 усл. ед против 8,7 усл. ед). При этом, удельная эффективность на одну скважину, по глинокислотным ОПЗ значительно выше (2,40 против 0,46 усл. ед). Однако, в 2024 году высокая эффективность глинокислотных ОПЗ не подтверждается: за 9 ОПЗ дополнительная добыча нефти составила 1,5 усл. ед (0,17 усл. ед на 1 скважину). Что касается ОПЗ HCl, то 14 ОПЗ способствовали повышению добычи нефти на 6,7 усл. ед (0,48 усл. ед на 1 скважину). Таким образом, относительно 2017-2019 года, дополнительная добыча нефти на скважину при применении HCl снизилась, однако эффект стабилен. По HCl+HF необходима наработка опыта и поиск факторов, влияющих на эффективность ОПЗ.

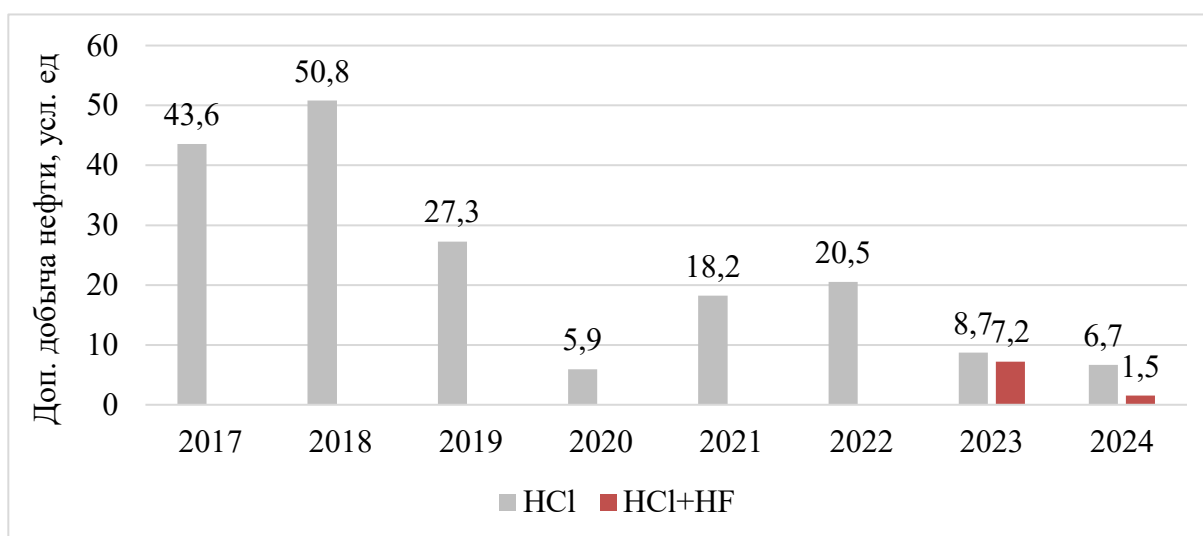


Рисунок 2 – Сопоставление показателей по дополнительной добыче нефти в разрезе технологий

Можно отметить, что снижение показателей эффективности ОПЗ HCl+HF в 2024 году по дополнительной добыче нефти в значительной мере обусловлено снижением прироста дебита нефти. С одной стороны, по ОПЗ HCl+HF в 2023 году получен прирост дебита нефти 5,4 усл. ед, что в 1,9 раз выше максимального прироста дебита при применении HCl в 2017 году. С другой – прирост дебита нефти при ОПЗ HCl+HF в 2024 году сопоставим с наихудшими показателями в 2020 году от HCl (1,3 усл. ед).

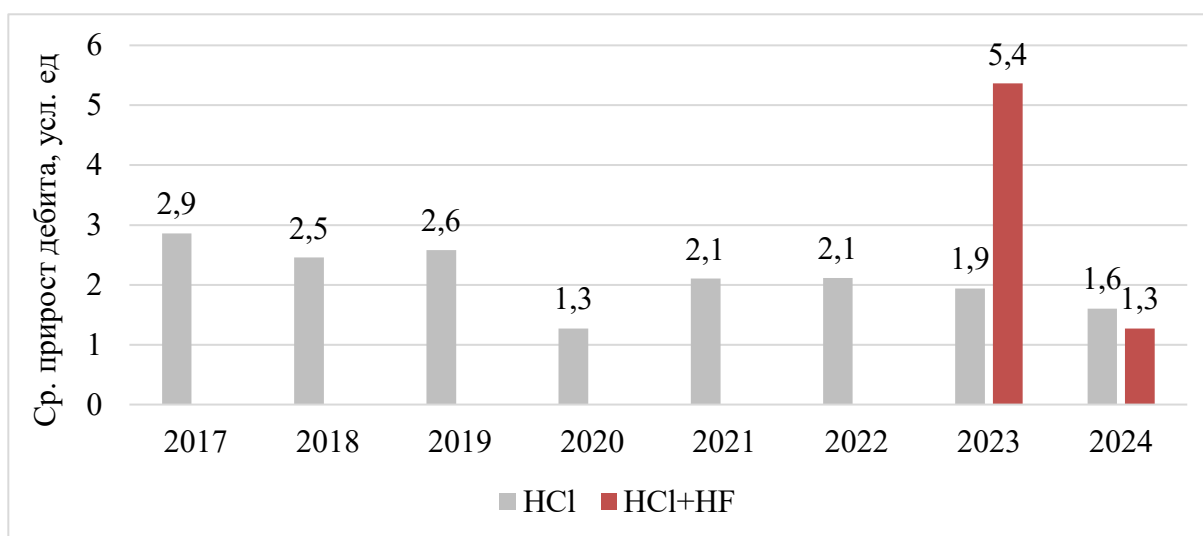


Рисунок 3 – Сопоставление показателей по среднему приросту дебита нефти после ОПЗ в разрезе технологий

При сопоставлении продолжительности эффекта после ОПЗ HCl и HCl+HF, очевидно, что последняя кратно уступает HCl (Рисунок 4). В

динамике продолжительность эффекта от ОПЗ HCl варьируется в широком диапазоне от 4,2 до 20,7 усл. ед., но даже по нижней границе диапазона эффективность HCl выше в 3,5 раз. Предположительно, применение HCl+HF вызывает больше вторичных реакций, способствующих повторной кольтатации пласта, за счет чего эффект длится меньше. Однако, для окончательных выводов необходим анализ на статистически более значимой выборке.

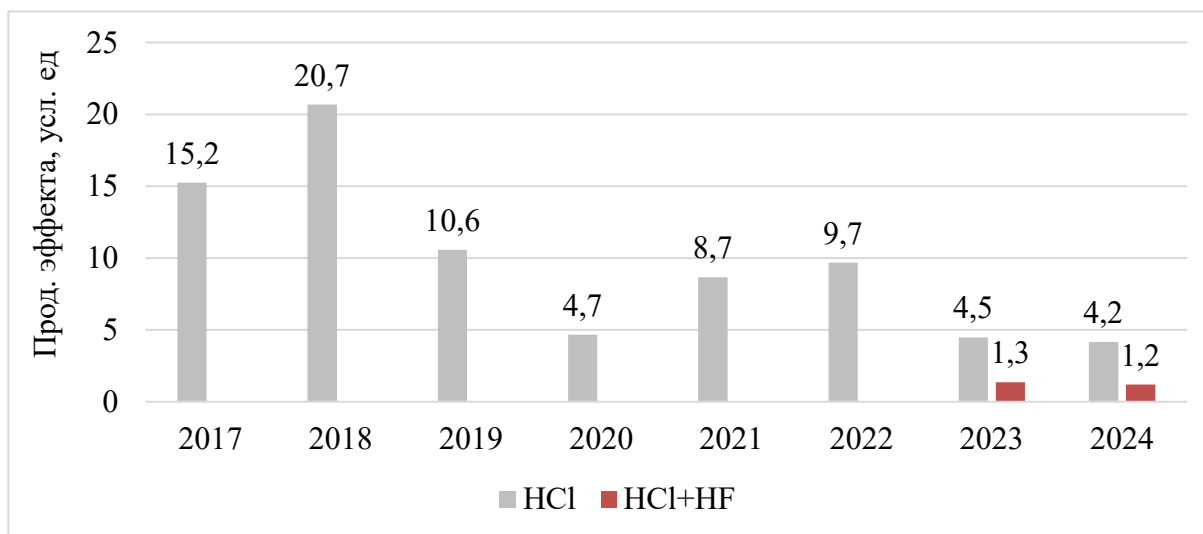


Рисунок 4 – Сопоставление показателей по продолжительности эффекта от ОПЗ в разрезе технологий

Подводя итог, хотелось бы отметить снижение эффективности ОПЗ HCl на объекте Ач.т месторождения N, которое стало стимулом к поиску новых технологий.

Опробованная в период 2023-2023 композиция HCl+HF характеризуется неоднозначными показателями эффективности: колоссальный прирост дебита нефти и, как следствие, дополнительной добычи нефти в 2023 году, и низкий эффект, сопоставимый с наихудшими результатами применения HCl в 2024 году. При этом, продолжительность эффекта в 2023 и 2024 году 1,3 и 1,2 усл. ед соответственно, что в 3,5 раз ниже по сравнению с минимальной продолжительностью эффекта при применении состава HCl.

На основе сравнительного анализа по трем ключевым параметрам (дополнительная добыча нефти за время эффекта, средний прирост дебита нефти, продолжительность эффекта) сделать однозначные выводы о целесообразности дальнейшего применения состава $\text{HCl}+\text{HF}$ не представляется возможным.

В дальнейшем планируется оценка объемов и концентраций кислот, а также количества и доли низкоэффективных мероприятий.

Использованные источники:

1. Белонин М.Д., Прищепа О.М. Коллекторы ачимовской толщи: строение, свойства, перспективы [Электронный ресурс] // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 6. — С. 12-18. — URL: <https://magazine.neftegaz.ru/science/> (дата обращения: 01.02.2026).
2. Gdanski R.D. Sandstone acidizing: The role of HF acid in matrix stimulation [Электронный ресурс] // SPE 165155. — 2013. — URL: <https://onepetro.org/SPE/proceedings/13EPTC/> (дата обращения: 13.04.2026).
3. Thomas R.L., Crowe C.W. Matrix treatment employs new acid system for stimulation of sandstones [Электронный ресурс] // SPE 6008. — 1978. — URL: <https://onepetro.org/SPEJ/article-abstract/> (дата обращения: 13.04.2026).
4. Krueger R.F. Formation damage by acid treatments [Электронный ресурс] // SPE 15573. — 1986. — URL: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-15573-MS> (дата обращения: 10.05.2026).
5. Shaughnessy C.M., Kline W.E. Secondary precipitation during sandstone acidizing [Электронный ресурс] // SPE 12353. — 1983. — URL: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-12353-MS> (дата обращения: 10.05.2026).