

УДК 622.276.63

Н.Л. Бельтюков, Е.М. Прибылев

N.L. Beltyukov, E.M. Pribylev

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, Пермь, Россия

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

АНАЛИЗ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА СИБИРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ И ЕГО АНАЛОГАХ

ANALYSIS OF THE IMPLEMENTATION OF HYDROCHLORIC ACID TECHNOLOGY TREATMENTS AT THE «SIBIRSKOE» OIL FIELD AND ITS ANALOGUES

Рассмотрен и проанализирован опыт применения соляно-кислотных обработок на Сибирском месторождении и его аналогах. Методом регрессионного анализа выявлены наиболее важные геолого-физические и технологические параметры, получено регрессионное уравнение для прогноза эффективности соляно-кислотных обработок на Сибирском месторождении и его аналогах, проанализирована продолжительность эффекта после соляно-кислотной обработки. На основании полученного уравнения и анализа продолжительности эффекта спрогнозирована эффективность соляно-кислотных обработок для трёх скважин.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, КИН, кольматант, проницаемость, регрессионный анализ

The paper considers and analyzes the experience of using hydrochloric acid treatments at the Siberian field and its analogues. The regression analysis method revealed the most important geological, physical and technological parameters, obtained a regression equation for predicting the effectiveness of hydrochloric acid treatments at the Sibirskeye field and its analogues, analyzed the duration of the effect after hydrochloric acid treatment. According to the obtained equation and based on the analysis of the duration of the effect, the effectiveness of hydrochloric acid treatments for three wells is predicted.

Keywords: hydrochloric acid treatment, oil recovery coefficient, colmatant, permeability, regression analysis

Введение

Производительность скважин напрямую влияет на эффективность разработки месторождений в течение всего срока эксплуатации. Со временем происходит снижение дебитов на скважинах, это связано с ухудшением фильтрационных характеристика пласта в призабойной зоне (ПЗП), которое можно объяснить загрязнением призабойной зоны.

Ввиду того что ПЗП характеризуется максимальными скоростями движения флюидов, градиентами давлений, энергетическими потерями, а также наибольшими фильтрационными сопротивлениями, можно сделать вывод, что даже небольшое загрязнение призабойной зоны приводит к значительному снижению продуктивности скважины.

Таким образом, имеется необходимость в проведении ГТМ, способствующих сохранению и улучшению состояния ПЗП. Одним из таких методов является проведение соляно-кислотных обработок в скважинах, на которых наблюдается снижение темпов добычи в процессе эксплуатации.

Анализ проблемы и пути решения

Проницаемость пород-коллекторов, составляющих продуктивный пласт, оказывает влияние на производительность добывающих и нагнетательных скважин. Производительность выше в тех скважинах, в которых продуктивные пласты имеют большую проницаемость.

В одном и том же пласте, на разных участках и зонах пласта, значения проницаемости могут быть различными. Поэтому нередки ситуации, когда в пласте, характеризующемся высокой общей проницаемостью, имеются скважины, вскрывающие его участки с пониженной проницаемостью. Это оказывает негативное влияние на приток нефти и газа.

Естественная проницаемость пород не является постоянной величиной, с течением времени, в результате разработки, происходит ухудшение фильтрационных свойств пласта, в частности проницаемости пород [1, 2]. Еще одной причиной понижения проницаемости является загрязнение призабойной зоны пласта: происходит закупорка поровых каналов, в результате чего снижается проницаемость пород в ПЗП.

Причины снижения проницаемости ПЗП добывающих скважин:

- закупорка поровых каналов АСПО;
- загрязнение поровых каналов глинистыми частицами.

Причина снижения проницаемости ПЗП нагнетательных скважин:

- загрязнение поровых каналов механическими примесями, содержащимися в закачиваемой воде.

Проницаемость пород ПЗП можно повысить увеличением количества и размеров поровых каналов, количества трещин, удалением загрязнителей.

Существуют четыре основных метода увеличения проницаемости ПЗП: химические, механические, тепловые, физические. Данные методы можно комбинировать, применять сразу несколько или в определенной последовательности. Выбор конкретного метода зависит от пластовых условий.

Наиболее подходящим для карбонатных пород является химический метод. Однако его также можно вполне успешно применять для цементированных песчаников.

Для пластов, сложенных плотными породами, подходят механические методы, которые позволяют увеличить трещиноватость.

Для удаления АСПО из поровых каналов, а также для интенсификации химических методов используются тепловые методы.

Для удаления воды и мелкодисперсных частиц из ПЗП используют физические методы

Многофакторный регрессионный анализ эффективности применения соляно-кислотных обработок на Сибирском месторождении и его аналогах

Многофакторный регрессионный анализ по выявлению влияния геолого-физических и технологических факторов на эффективность СКО был проведен по результатам выборки из 30 СКО, проведенных за 2014–2021 гг. в скважинах Сибирского месторождения и его аналогов (Шершневокское и Уньвинское месторождения) [3]. Таким образом, было получено следующее уравнение:

$$Q_{н.п.о} = -15,047 + 1,363Q_{н.д.о} + 0,090VHCl + 26,082 \%HCl - 0,127P_{пл} + 0,221m + 0,955k_{ПЗП} + 0,734P_{нас} - 0,026P_{заб}$$

Анализируя получившееся уравнение, отметим, что положительное влияние на дебит скважины по нефти оказывает объем и концентрация закачиваемого раствора соляной кислоты ($VHCl$ и $\%HCl$), кроме того, положительное влияние на дебит скважины по нефти после обработки кислотным составом оказывает дебит по нефти до обработки ($Q_{н.д.о}$), пористость m и проницаемость $k_{ПЗП}$ призабойной зоны пласта, давление насыщения $P_{нас}$. Отрицательное влияние оказывают пластовое и забойное давления ($P_{пл}$, $P_{заб}$).

На рис. 1 показана диаграмма регрессии. Анализ данной диаграммы позволяет сделать вывод, что 75,55 % от исходной изменчивости могут быть объяснены, а 24,45 % остаточной изменчивости остаются необъяснимыми. На рис. 1 две скважины с подписанными значениями являются контрольными, на них осуществлялась проверка возможности применения полученного регрессионного уравнения. Таким образом, полученная регрессионная зависимость может быть использована для прогнозирования эффективности соляно-кислотных обработок на Сибирском месторождении и его аналогах.

Анализ продолжительности эффекта соляно-кислотных обработок на скважинах Сибирского месторождения

Для определения средней продолжительности эффекта СКО были отобраны 15 скважин, на которых проводилась соляно-кислотная обработка [1–7]. По данным скважинам были построены графики падения дополнительной добычи нефти по месяцам. Наиболее показательными из них являются

графики падения дополнительной добычи нефти по пяти скважинам. Скважины для анализа падения выбирались исходя из принципа, что не должно быть влияния каких-либо других операций. На графике дебит должен постепенно понижаться, без резких увеличений дополнительной добычи нефти, так как подобные скачки, скорее всего, связаны с проведением каких-либо других операций по увеличению нефтеотдачи пластов или с регулированием параметров работы ГНО (например, увеличение депрессии на пласт) [1–6]. Графики падения дополнительной добычи нефти представлены на рис. 2–5.

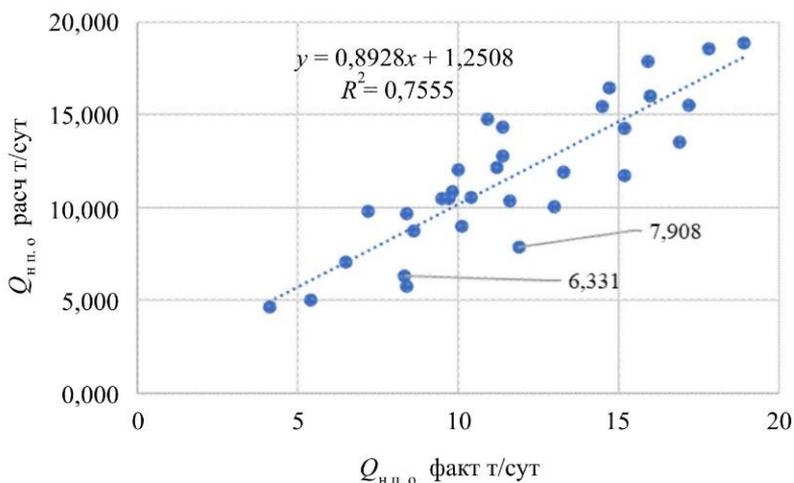


Рис. 1. Диаграмма регрессии

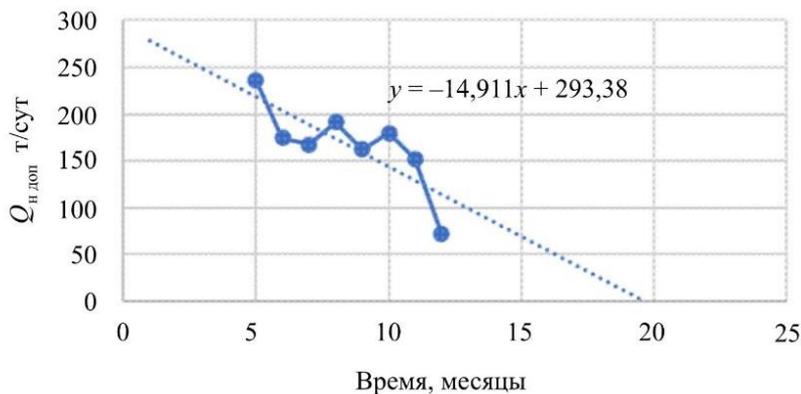


Рис. 2. График падения дополнительной добычи нефти скважины А

Предполагаемая продолжительность эффекта исходя из линии тренда 14,68 мес. (см. рис. 2).

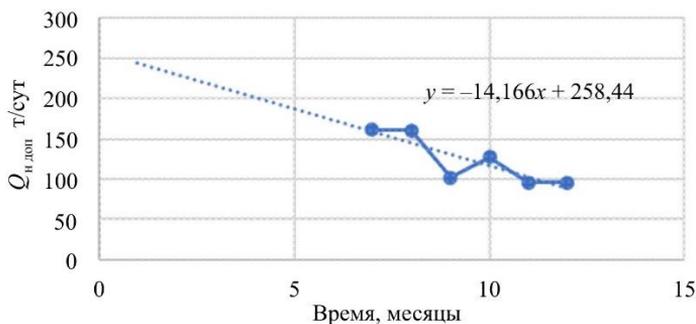


Рис. 3. График падения дополнительной добычи нефти скважины B

Предполагаемая продолжительность эффекта исходя из линии тренда 10,68 мес. (см. рис. 3).

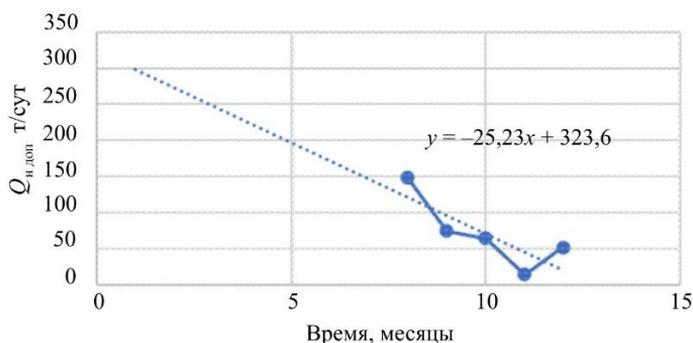


Рис. 4. График падения дополнительной добычи нефти скважины C

Предполагаемая продолжительность эффекта исходя из линии тренда 4,83 мес. (см. рис. 4).

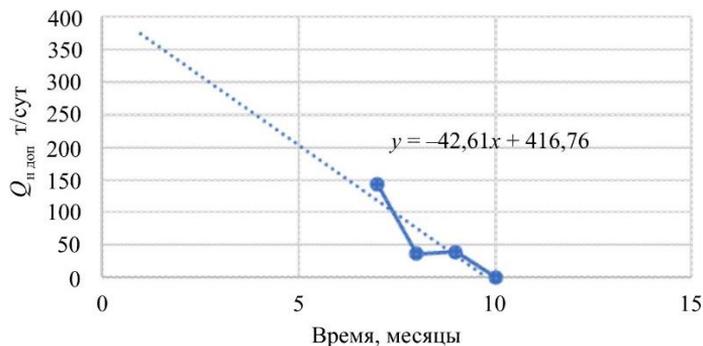


Рис. 5. График падения дополнительной добычи нефти скважины D

Продолжительность эффекта 2,78 мес. (см. рис. 5).

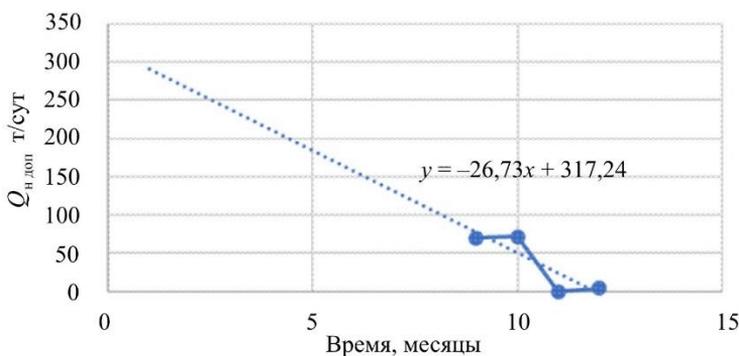


Рис. 6. График падения дополнительной добычи нефти скважины E

Продолжительность эффекта 2,87 мес. (рис. 6).

Исходя из анализа графиков, представленных выше, можно сделать вывод, что продолжительность эффекта от СКО находится в диапазоне от 2,87 до 14,68 мес. В среднем эффект длится 7,17 мес. (215 сут).

Выбор скважин-претендентов для проведения соляно-кислотных обработок на Сибирском месторождении

Исходя из проанализированного опыта соляно-кислотных обработок на Сибирском месторождении можно сделать вывод, что СКО проводится на скважинах, чей дебит по нефти ниже 15 т/сут.

Также необходимо помнить, что СКО наиболее эффективна для карбонатных коллекторов, так как именно в этом случае, вместе с очисткой уже существующих поровых каналов от кольматанта, возможно достаточно интенсивное образование новых фильтрационных микропоровых каналов, в терригенных же коллекторах интенсивного образования новых поровых каналов почти не происходит, в основном в них происходит только очистка уже существующих поровых каналов от кольматанта. Нас интересуют объекты разработки Т-Фм и Бш-Срп.

Целесообразным является использование наиболее свежей информации о свойствах коллекторов, поскольку в процессе разработки происходит ухудшение фильтрационных характеристик коллекторов. Поэтому стоит отбирать скважины, по которым имеется наиболее свежая информация (со времени получения информации о характеристиках коллектора на момент написания данной работы должно пройти не более одного года).

Исходя из перечисленных выше требований отобраны три скважины, удовлетворяющие всем этим условиям. Геолого-физические и технологические показатели по этим скважинам представлены в табл. 1

Таблица 1

Исходные геолого-физические и технологические параметры

Скв.	$Q_{н.д.о}$	$P_{пл}$	m	$k_{пзп}$	$P_{нас}$	$P_{заб}$
1	8,5	11,674	13,5	0,0188	16,4	3,885
2	7,2	14,64	8,2	0,0178	16,1	5,37
3	2,4	10,26	11,7	0,0572	16,4	8,48

Примечание: $Q_{н.д.о}$ – дебит нефти до проведения СКО, т/сут; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; m – пористость породы-коллектора, %; $k_{пзп}$ – проницаемость призабойной зоны, мкм²; $P_{нас}$ – давление насыщения, МПа; $P_{заб}$ – давление на забое скважины, МПа.

Результаты прогнозирования дополнительной добычи нефти на скважинах-претендентах

Анализ опыта применения различных соляно-кислотных составов в целом по Пермскому краю [2] и на Сибирском месторождении показал, что наиболее целесообразным является применение состава «Флаксокор-210» в концентрации 12,5 %. Также, учитывая предыдущий опыт применения СКО на скважинах, наиболее целесообразным является закачка выбранного состава в объеме 30 м³.

Таким образом, с помощью полученного в результате регрессионного анализа уравнения и имеющейся информации по геолого-физическим и технологическим параметрам, а также на основании выбранного объема и концентрации раствора для скважин-претендентов были спрогнозированы начальные дебиты после проведения СКО. Результаты расчетов представлены в табл. 2.

Основываясь на проведенном анализе продолжительности эффекта соляно-кислотных обработок на Сибирском месторождении, был сделан расчет дополнительной добычи нефти за текущий год. Результаты расчетов представлены в табл. 3.

Таким образом, спрогнозированная дополнительная добыча нефти от проведения соляно-кислотных обработок на трёх наиболее подходящих скважинах, с учетом наиболее свежей геолого-физической и технологической информации, опыта применения СКО на скважинах Сибирского месторождения, рассчитанная с использованием уравнения, полученного в результате регрессионного анализа проведенных СКО на Сибирском месторождении и его аналогах, а также с учетом анализа продолжительности эффекта, составляет 1894,062 т.

Таблица 2

Результаты расчета начальной дополнительной добычи нефти

Скв.	Объект	$Q_{н.до}$	$V_{НСЛ}$	$\%_{НСЛ}$	$P_{пл}$	m	$k_{ПЗП}$	$P_{нас}$	$P_{заб}$	$Q_{н.по}$	Начальная доп. добыча т/сут
1	Бш-Срп	8,5	30	0,13	11,7	13,5	0,019	16,4	3,89	15,95	7,446
2	Бш-Срп	7,2	30	0,13	14,6	8,2	0,018	16,1	5,37	12,36	5,163
3	Бш-Срп	2,4	30	0,13	10,3	11,7	0,057	16,4	8,48	7,33	4,929

Таблица 3

Результаты расчета дополнительной добычи нефти

Скв.	Месяцы								Доп. добыча за эффективный период
	1	2	3	4	5	6	7	7,17	
1	208,31	177,14	145,97	114,80	83,63	52,47	21,30	0,52	804,14
2	144,45	122,83	101,22	79,61	55,00	36,38	14,77	0,36	557,62
3	137,89	117,26	96,63	76,00	55,36	34,73	14,10	0,34	532,31
Суммарная дополнительная добыча нефти									1894,07

Заключение

Производительность скважин напрямую влияет на эффективность разработки месторождений в течение всего срока эксплуатации. С течением времени происходит снижение дебитов на скважинах, что связано с ухудшением фильтрационных характеристик пласта в призабойной зоне, что может объясняться загрязнением призабойной зоны.

Таким образом, имеется необходимость в проведении ГТМ, способствующих сохранению и улучшению состояния ПЗП. Одним из таких методов является проведение соляно-кислотных обработок в скважинах, на которых наблюдается снижение темпов добычи в процессе эксплуатации.

Одной из трудных при проведении СКО является предварительная оценка эффективности. На сегодняшний день отсутствуют точные методы прогноза эффекта СКО, в основном при расчётах пользуются средним эффектом, поэтому есть необходимость в разработке методики более точной оценки эффективности соляно-кислотных обработок. В данной работе прогнозирование дополнительной добычи нефти от проведения соляно-кислотных обработок на трёх наиболее подходящих скважинах, с учетом наиболее свежей геолого-

физической и технологической информации, опыта применения СКО на скважинах сибирского месторождения осуществлялось с использованием уравнения, полученного в результате регрессионного анализа проведенных СКО на Сибирском месторождении и его аналогах, а также с учетом анализа продолжительности эффекта. Таким образом, спрогнозированная дополнительная добыча нефти составила 1894,062 т.

Список литературы

1. Дополнение к технологической схеме разработки Сибирского месторождения. – Пермь, 2013.
2. Николаев А.В. Зависимость потребления электроэнергии главной вентиляционной установки от способа проветривания добычных участков калийных рудников // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – Т. 10, № 1. – С. 143–151.
3. Новиков В.А., Мартюшев Д.А. Опыт применения кислотных составов в карбонатных отложениях нефтяных месторождений Пермского края. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2020 г.
4. Солаков Е., Вучков И. Прикладной линейный регрессионный анализ. – М.: Финансы и статистика, 1987. – 239 с.
5. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1987.
6. Логинов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифуллин Ш.С. Руководство по кислотным обработкам скважин. – М.: Недра, 1966. – 220 с.
7. Глущенко В.Н., Пташко О.А., Харисов Р.Я. Кислотные обработки: составы, механизмы реакции, дизайн. – Уфа: АН РБ, Гилем, 2010. – 388 с.

Сведения об авторах

Научный руководитель **Бельтюков Николай Леонидович** – кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка месторождений полезных ископаемых», горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, mpfi@pstu.ru.

Прибылев Евгений Михайлович – студент группы ФПн-17-1С, горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов: все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Получена: 09.09.2022

Одобрена: 14.10.2022

Принята к публикации: 01.12.2022

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом: Бельтюков, Н.Л. Анализ реализации технологии соляно-кислотных обработок на сибирском месторождении нефти и его аналогах / Н.Л. Бельтюков, Е.М. Прибылев // Журнал магистров. – 2022. – № 2. – С. 25–34.

Please cite this article in English as: Beltyukov N.L., Pribylev E.M. Analysis of the implementation of hydrochloric acid technology treatments at the «sibirskoe» oil field and its analogues. *Master's journal*, 2022, no. 2, pp. 25-34.