

УДК 553.98:550.836

## ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА НЕФТИ ИЗ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Бычков Денис Андреевич<sup>1,2</sup>,  
dab30@tpu.ru

Зятиков Павел Николаевич<sup>1,3</sup>,  
zpavel@tpu.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

<sup>2</sup> АО «ТомскНИПИнефть»,  
Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, 72.

<sup>3</sup> Национальный исследовательский Томский государственный университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36.

**Актуальность.** Западно-Сибирский регион на сегодняшний день является одним из самых крупных нефтегазоносных провинций в России, но проблема снижения добычи проявляется там все чаще. Данное явление провоцируют различные причины, однако наиболее частыми являются такие, как понижение проницающей способности пласта и коэффициента продуктивности вследствие различных осложнений процесса нефтедобычи в призабойной зоне пласта. Вследствие этого появляется необходимость проведения работ по увеличению или восстановлению фильтрационно-емкостных свойств пласта. Активное применение на месторождениях Западной Сибири получил метод кислотной обработки продуктивных коллекторов, который способствует интенсификации притока нефти в скважину. Однако значительная часть обработок не дает положительных результатов. Повышение эффективности кислотных обработок скважин – одна из главных задач нефтедобычи на сегодняшний день, что в значительной степени определяет актуальность данного исследования.

**Целью** работы является анализ целесообразности проведения соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта месторождения, а также определение наиболее подходящего метода обработки для карбонатных пластов конкретного месторождения Западной Сибири.

**Результаты.** Исследованы принципы воздействия и особенности проведения соляно-кислотной обработки для коллекторов карбонатного строения, а также обоснован выбор и целесообразность применения технологии в данных условиях.

### Ключевые слова:

геолого-технические мероприятия, карбонатный коллектор, соляно-кислотная обработка под давлением, соляно-кислотный раствор, ингибитор, интенсификатор соляной кислоты, опрессовка скважин.

### Введение

Наибольшей эффективности при разработке карбонатных коллекторов можно достичь, применив соляно-кислотную обработку в призабойной зоне пласта, тем самым повысив интенсивность добычи. Главная задача соляно-кислотной обработки (СКО) – увеличение проницающей способности пласта в призабойной зоне. На сегодняшний день процессы СКО постоянно совершенствуются, что делает данную технологию достаточно перспективной с точки зрения разработки месторождений преимущественно с карбонатным типом коллектора. Эффект от единичного применения данной технологии на Западно-Сибирских месторождениях за 2018–2021 гг. в среднем составил от 185 до 240 т дополнительно добытой нефти. При исследовании технологии СКО было определено, что максимальной эффективности процесс достигает в случае обводненности нефтеносного пласта до 55 %. Но, если обводненность превышает данные показатели, эффективность применения данной технологии быстро понижается и становится нецелесообразной с экономической точки зрения [1].

СКО применяется для растворения частиц, засоряющих фильтры в призабойной зоне пласта, а также

очистки НКТ от соляных и парафинистых налипших частиц и коррозионных элементов. «Под воздействием кислот в карбонатных коллекторах образуются каверны – каналы растворения, за счет которых увеличивается проницаемость в нефтеносных пластах месторождения. Таким образом, увеличивается производительность извлечения углеводородов и мощности нагнетающей скважины.

Применяют следующие разновидности СКО:

- кислотные ванны;
- простые кислотные обработки;
- кислотные обработки под давлением;
- пенокислотные» [2. С. 253–254].

Приведенные методы СКО предназначены для очистки открытого интервала забоя скважины и ее стенок. Данная технология эффективна против различных глинистых и цементных образований, смолистых и кальциевых отложений, загрязнений фильтра в зоне продуктивных пластовых вод. Также активно применяют СКО после проведения плановых и внеплановых ремонтных работ с целью увеличения проницающей способностью нефтеносного пласта. Все приведенные процессы сопровождаются продавливанием смеси СКО в пласт.

Эффект от применения СКО и повышение его свойств напрямую зависит от времени, в течение которого находится в пласте соляно-кислотная смесь, а также от объема закачанного реагента и его концентрации. В среднем время СКО может варьироваться от 8 часов до суток без учета времени протекания реакции с пластовой породой. Если пластовое давление в продуктивной зоне низкое, а толщина этого пласта высокая, то применяют пенокислотную обработку, так как данный раствор эффективнее растворяет отложения и обеспечивает высокое проникновение кислоты в пласт, тем самым обеспечивая глубокую обработку и растворение карбонатных образований и отложений. Пена образуется в процессе аэрации, которая осуществляется в специализированном аппарате-аэраторе. Аэрация – это процесс смешения жидкости и газа, который сопровождается образованием пены. Кислота аэрируется, и полученная пена вместе с ПАВ поступает в призабойную зону.

Достоинства пенокислотной обработки:

- аэрированная кислота медленно растворяет отложения карбонатного и цементного характера, за счет чего увеличивается проникающая способность кислоты в нефтеносные пласты, таким образом, обрабатывая отдаленные от скважины зоны;
- пена из смеси кислоты и ПАВ обладает показателем плотности от 400 до 800 кг/м<sup>3</sup>, а также повышенной вязкостью, за счет чего взаимодействует со всем объемом продуктивного нефтеносного пласта, что облегчает работу и извлечение углеводородов в условиях пониженного давления и высокой толщины пластов;
- за счет наличия в пене ПАВ понижается поверхностное натяжение рабочей смеси при контакте с пластовой жидкостью, так как сжатый газ при понижении давления расширяется, тем самым охватывая всю возможную площадь продуктивного пласта.

Приведенные достоинства улучшают показатели притока пластовой жидкости в скважину, поэтому данный вид обработки проводится с небольшими интервалами и его главной целью является увеличение площади охвата рабочих пластов.

Существуют комбинированные обработки термoкислотного и термoхимического характера, которые в совокупности воздействуют на призабойную зону пласта, очищая ее от смолистых и парафинистых отложений.

Подобные виды обработки проводятся в различных условиях, которые меняются в зависимости от типа месторождения или скважины, а также при разнообразии свойств нефтеносных пластов и пород, из которых они состоят. Работы для повышения проницаемости пласта могут проводиться в условиях, зависящих от состава пластовой жидкости, наличия в ней газообразных продуктов, показателей процесса, таких как температура, давление и вязкость. Вид скважин на месторождении также влияет на выбор технологии, так как необходимо увеличить проницаемость пласта в призабойной зоне перед началом процесса добычи углеводородов [3–6].

Для того чтобы технология обработки оставалась универсальной, был разработан целый ряд составов, которые будут удовлетворять тем или иным условиям процесса, которые являются особенными для каждого месторождения и скважины.

В процессе обработки открытого ствола скважины более эффективным способом воздействия на тяжелые отложения и частицы является смесь кислот фтористоводородной и соляной в кислотных ваннах.

Опираясь на результаты исследований, можно сделать вывод, что, проводя обработку на разных месторождениях при различных условиях, но по определенной технологической последовательности схем, эффект получается аналогичным. Цель процесса выражается в снижении давления в насосных агрегатах, а значит и в повышении результата данной обработки. Это один из самых эффективных процессов для достижения максимального снижения давления в оборудовании – насосном или компрессорном, за счет добавления кислоты и продавливания ее в скважину.

При вскрытии карбонатных пород используют глубокую обработку посредством соляной кислоты, которая оказывает воздействие на остаточные образования в стенках скважины. Данная технология построена на чередовании в скважине соляной кислоты и высоковязкой жидкости, которые предназначены для смачивания, а затем покрытия пленкой породы, которая будет защитой от СКО.

Для того чтобы повысить интенсификацию притока нефти, следует расширить или произвести открытие различных микротрещин в исследуемых пластах коллекторов. Произвести это можно двумя способами: при заполнении трещин веществом с высокой плотностью или без закупоривания трещин. Учитывая простоту использования раствора, лучше всего подходит метод использования материала КГРП (кислотный гидроразрыв пласта). На процесс растворения влияют следующие факторы: неоднородность состава породы и химическое воздействие.

Высокие скорости закачки раствора позволяют достичь эффекта в виде гидроразрыва пласта, а большие объемы закачиваемого раствора позволяют обрабатывать удаленные участки пласта. Для большего результата используют разные химические вещества, такие как: водные вещества (поверхностно-активные), смешанные вещества с кислотами, а также соляную кислоту с растворами для порционной закачки.

Удобство использования КГРП обусловлено его применением на большинстве нефтяных месторождений. При этом степень эффективности зависит от применения нужного технического плана, при разработке которого необходимо учесть: правильную организацию проведения работ, достаточное количество вкладов и специфику характеристик залежей. Основной целью является очистка от нефтяных остаточных соединений из пласта при помощи воздействия кислотных химических реакций. Очистку производят, учитывая давление, т. к. продукт удаляется самостоятельно либо при помощи насосов (струйный или погружной).

В случаях низкого давления в пластах породы применяют очистку с диоксидом углерода (в жидком состоянии для быстрой очистки от нефтяных продуктов). Реакция протекает по схеме: при падении давления диоксид переходит в газообразное состояние, происходит вспенивание жидкости и вместе с пеной мелкодисперсные отходы выносятся на поверхность скважины.

#### **Целесообразность применения СКО на месторождении Западной Сибири с карбонатным типом коллекторов**

Использование соляной кислоты обусловлено восстановлением свойств, повышением фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта, минимизацией обводнения скважин при эксплуатации – это главные задачи обработки призабойных участков скважин. Можно выделить два условия для достижения цели:

- 1) повышение количества добываемой нефти в скважинах;
- 2) минимизировать в скважинах способы появления воды.

Учитывая характеристики карбонатных слоев в их добывающих коллекторах, можно применять кислоту в неограниченном количестве и наблюдать химические реакции:

- при работе с известняковыми породами:  
 $2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 = \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ ;
- при работе с доломитовыми породами:  
 $4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 = \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2$ .

#### **Определение эффективности обработки соляной кислотой призабойных участков. Выбор подходящего объекта для обработки кислотой призабойного участка**

Для увеличения эффективности солянокислотной обработки необходимо получить сведения о глубине повреждения пласта путём проведения исследований. При кислотной обработке следует оценить несколько характеристик, поэтому испытания так важны. Керны или обломки выбуренной породы дают сведения о пористости, проницаемости и насыщенности пласта водой и нефтью. Образец сырой нефти из пласта можно также проверить на склонность к эмульгированию. Если сырая нефть образует эмульсии либо со свежей, либо с отработанной кислотой следует добавлять соответствующие деэмульгаторы.

Большое значение имеет способность силикатного компонента к увеличению (расширению) в породе. Встречаются примеры, когда частицы в несколько раз увеличивали свои размеры. Например, частицы из глины могут не только уменьшить диаметр канала коллектора, но и заблокировать его продуктами реакции, находясь во взаимодействии с соляной кислотой. Для предотвращения подобного набухания усиливают контроль над силикатами, повышая их концентрацию, при условии, что предварительные тесты укажут на наличие в породе свойств на увеличение объемов, во избежание последующих возможных повреждений коллекторов.

Требуется тщательно подбирать скважины, учитывая все условия, в том числе термодинамические,

состояние как самой скважины, так и породы, наличие и состав жидкости, взаимодействие с СКО, для того чтобы повысить эффективность обработки соляным раствором. Следует произвести расчет заключительного этапа обработки, выраженного в соотношении  $K_2/K_1$ , где  $K_1$  – предшествующие месяцы обработки;  $K_2$  – последующие месяцы обработки и их продуктивность, просчитывая месяцы нерегулярных испытаний.

Факторы, снижающие эффективность СКО:

- влияние нефтенасыщенной толщины пласта и глубины, значение проницаемости, свойства породы (пористость), количество пластов, прошедших обработку, вязкость;
- эксплуатационные факторы (дебит скважины по жидкости до обработки, дебит скважины по нефти до обработки, обводненность добываемой продукции);
- расчет оптимальной концентрации соляной кислоты, определение химических добавок в состав, производительность скважины – характеризуются как технические условия (факторы).

Для определения начальных параметров для обработки следует собрать все данные для расчета и анализа влияния каждого параметра на изменение технологического эффекта, а также химического взаимодействия. Затем на основе всех собранных показателей построить модель или график взаимодействия с породой, обязательно учитывая каждый фактор.

Качественный анализ результатов показывает, что к росту эффективности СКО приводит: увеличение эффективной толщины пласта, повышение удельного расхода раствора кислоты на метр продуктивной толщины пласта, концентрация закачиваемого раствора кислоты, число обрабатываемых пропластков и уменьшение плотности и вязкости нефти, кратность обработок, содержание серы, парафинов, асфальтено-смолистых веществ, проницаемость и пористость пласта.

При подборе скважин-кандидатов для СКО необходимо знать следующие параметры:

- геологические, физические и промысловые исследования и их интерпретация;
  - характеристика пород коллектора;
  - свойства глинистого раствора;
  - пластовое давление и остаточные запасы нефти.
- Отрицательными факторами для СКО являются:
- близкое расположение подземных источников воды;
  - снижение давления, в пластах превышающее 60–70 % от начального давления;
  - попадание даже минимального количества воды в скважину из водоносных горизонтов;
  - нарушения в обсадной колонне и отсутствие возможности изоляции от обрабатываемого интервала.

#### **Эффективность применения обработки призабойной зоны скважин соляной кислотой на месторождении Западной Сибири с карбонатным типом коллектора**

На месторождении Западной Сибири с карбонатным типом коллектора для обработки призабойных

участков скважин используют метод кислотной очистки, т. к. этот метод повышает коэффициент добычи нефти и поднимает проницаемость скважин. Во всех нефтедобывающих компаниях широко используется применение обработок посредством соляной кислоты.

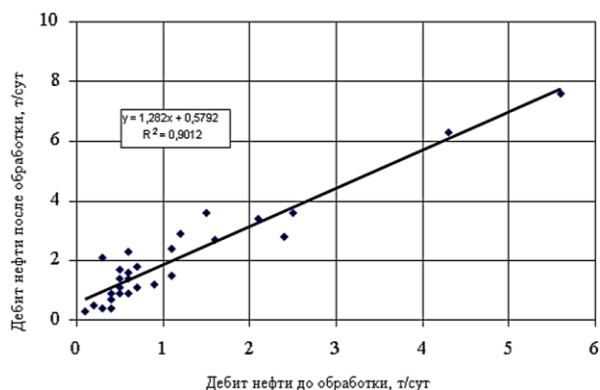
Эффективность проведения кислотных обработок призабойной зоны скважин в компании «Х» за 2021 г. представлена в табл. 1.

**Таблица 1.** Эффективность проведения соляно-кислотных обработок призабойной зоны пласта на месторождении с карбонатным типом коллекторов [7, 8]

**Table 1.** Efficiency of hydrochloric acid treatment of bottomhole formation zone at a deposit with a carbonate type of reservoirs [7, 8]

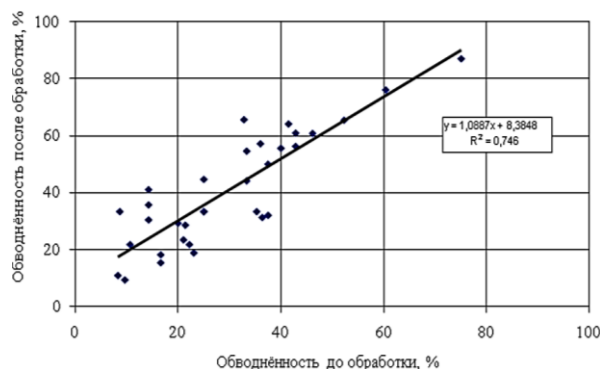
Номер скважины Well no.	До обработки соляной кислотой Before treatment with hydrochloric acid		После обработки соляной кислотой After treatment with hydrochloric acid		Продолжительность эффекта, сут. Effect duration, day	Объем доп. добычи, т Additional production volume, tons
	Q <sub>н</sub> , т/сут. Oil flow rate, t/day	Обводненность, % Water content, %	Q <sub>н</sub> , т/сут. Oil flow rate, t/day	Обводненность, % Water content, %		
357	2,6	59,2	3,7	62	174	364
1164	0,5	9,8	1,6	15	196	381
783	0,7	47,0	1,5	51	210	384
2353	1,6	33,0	2,35	65,1	153	295
1021	0,2	16,8	1,65	25,9	149	435
Среднее значение Average value	1,11	33,31	2,22	43,52	176,4	372

Анализ результатов 110 обработок, проведенных на скважинах за 2021 г., позволил получить зависимости обводненности после СКО от обводненности до СКО и зависимость дебита нефти после СКО от дебита нефти до СКО. Полученные зависимости представлены на рис. 1, 2.



**Рис. 1.** Зависимость дебита скважины после обработки СКО от дебита скважины до обработки

**Fig. 1.** Dependence of the well flow rate after acid treatment on the well flow rate before treatment



**Рис. 2.** Зависимость обводненности продукции после обработки СКО от обводненности до обработки

**Fig. 2.** Dependence of the water content of products after acid treatment on the water content before treatment

Полученные зависимости описываются уравнениями:

$$q_n^п = 1,182 * q_n^{до} + 0,5792, \quad (1)$$

$$W^п = 1,0887 * W^{до} + 8,3848, \quad (2)$$

где  $q_n^{до}$  – дебит скважин до проведения СКО;  $q_n^п$  – дебит скважин после проведения СКО;  $W^{до}$  – обводненность продукции до проведения СКО;  $W^п$  – обводненность продукции после проведения СКО,

Полученные уравнения связи (1), (2) позволяют по известным значениям дебита нефти и обводненности до обработки просчитывать дебит нефти и обводненность после обработки.

Повышение эффективности кислотной обработки скважины связано с увеличением глубины проникновения в кислотный пласт. Это можно сделать следующими способами:

- увеличение скорости впрыска кислоты;
- применение ингибиторов в реакции;
- снижении концентрации кислот.

Для того чтобы уменьшить реактивность кислоты по отношению к породе и тем самым увеличить глубину ее проникновения, концентрация кислоты поддерживается в пределах 12 %. Этот способ также облегчает перемещение продуктов реакции в удаленные зоны коллектора, за пределы зоны ствола скважины. В случае если кислота менее активна по отношению к металлу НКТ при концентрации соляной кислоты более 15 %, нейтрализованный раствор соляной кислоты получается более вязким, что затрудняет его удаление из пор пласта.

Кислота замедленного действия предназначена для воздействия на призабойную зону карбонатного пласта с целью повышения продуктивности нефтяных добывающих скважин и представляет собой состав, содержащий хлористый алюминий и ингибированную соляную кислоту в соотношении 30:1. Такая композиция используется для большего радиуса воздействия и увеличения глубины проникновения в пласт породы. При этом дебит нефти в разрабатываемой скважине должен быть от 0,5 т в сутки и содержать процентное содержание воды в пределах 45–55 %. Обработка производится в карбонатных и тер-

ригенных коллекторах с минимальным содержанием (10 %) карбоната, с использованием соляной кислоты. Количество обработок призабойной зоны соляной кислотой больше, чем при обработке кислотой замедленного действия, дополнительная добыча нефти в среднем выше при обработке. Установлено, что обработка соляной кислотой позволяет получить достаточно длительный эффект от проведенной операции. Стоит также заметить, что с увеличением дополнительной добычи нефти также увеличилась обводненность из-за повышенной проницаемости призабойной зоны скважины [9–12].

В каждой скважине продуктивный пласт имеет различные фильтрационные свойства, такие как проницаемость, пористость, поэтому и эффект от проведенной СКО для каждой скважины будет разным. Поэтому при выборе скважин-кандидатов следует учитывать накопленный опыт по применению СКО на призабойную зону скважин [13–16].

#### Прогноз применения обработки призабойной зоны скважины соляной кислотой на месторождении «Х» с карбонатным типом коллектора

Рассмотрим проведение СКО в добывающей скважине № 1270 месторождения «Х». Данная скважина работает с дебитом 1,5 т/сут., имеет фактическую глубину 1227 м, а обрабатываемый кислотой интервал продуктивного пласта составляет 6 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны  $D_{\text{обс}}=0,15$  м, диаметр НКТ  $d_{\text{нкт}}=0,062$  м. Текущий дебит нефти  $q_{\text{до}}=0,6$  т/сут, текущая обводненность  $W=31$  %; приемистость при  $dP=8$  МПа составляет 520 м<sup>3</sup>/сут.

Расчет количества химикатов и воды:

По табл. 2 на приготовление 10 м<sup>3</sup> 10 % соляно-кислотного раствора требуется 3890 кг 27,5 % HCl и 6,6 м<sup>3</sup> воды, а на 10 % соляно-кислотного раствора необходимо 8,77 м<sup>3</sup> концентрированной HCl.

Рассчитаем необходимое количество реагентов, входящих в состав соляно-кислотного раствора.

**Таблица 2.** Количество кислоты и воды для приготовления соляно-кислотного раствора

**Table 2.** Amount of acid and water for preparation of a hydrochloric acid solution

Объем разведенной кислоты, м <sup>3</sup> Divorced acid volume, m <sup>3</sup>	Концентрация разведенной кислоты Concentration of diluted acid, %			
	8	10	12	14
6	1840/4,38	2330/3,96	2830/3,52	3320/3,40
8	2460/5,84	3110/5,28	3770/4,68	4400/4,16
10	3080/7,30	3890/6,60	4720/5,87	5560/5,14

Примечание: В числителе указано количество концентрированной кислоты, кг, а в знаменателе – количество воды [17].

Note: the numerator indicates the amount of concentrated acid, kg, and the denominator indicates the amount of water [17].

Количество концентрированной товарной соляной кислоты  $W_k$  для 10 % соляно-кислотного раствора:

$$W_k = \frac{AxW(B-z)}{Bz(A-x)},$$

где  $A$  и  $B$  – числовые коэффициенты (табл. 3),  $W$  – объем соляно-кислотного раствора.

$$W_k = \frac{214 \cdot 10 \cdot 8,77(226 - 27,5)}{226 \cdot 27,5(214 - 10)} = 3,52 \text{ м}^3.$$

**Таблица 3.** Значения коэффициентов  $A$  и  $B$  [18]

**Table 3.** Values of  $A$  and  $B$  coefficients [18]

z, x	Б, А	z, x	Б, А/В, А
5,15–12,19	214,0	29,95–31,52	227,5
13,19–18,11	218,0	32,10–33,40	229,5
19,06–24,78	221,5	34,42–37,22	232,0
25,75–29,57	226,0	–	–

Примечание:  $x$  – концентрация соляно-кислотного раствора, %;  $z$  – концентрация товарной кислоты, %.

Note:  $x$  – concentration of hydrochloric acid solution, %;  $z$  – concentration of commercial acid, %.

В качестве ингибитора принимаем катионоактивный реагент – катион А в количестве 0,01 % объема кислотного раствора. Данный ингибитор является химическим веществом, имеющим хорошую замедляющую скорость коррозии. Поэтому ингибирование растворов кислот на месторождении «Х» проводят катионом А.

Против выпадения из соляно-кислотного раствора содержащихся в нем солей железа добавляем уксусную кислоту в количестве:

$$Q_y = \frac{bW}{c},$$

где  $b$  – процент добавки уксусной кислоты к объему раствора ( $b=f+0,8$ ;  $f$  – содержание в соляной кислоте солей железа, примем 0,7 %, тогда  $b=1,5$  %);  $W$  – объем соляно-кислотного раствора;  $c$  – концентрация уксусной кислоты (принимаем 80 %).

$$Q_y = \frac{(0,7+0,8) \cdot 8,77}{80} = 0,16 \text{ м}^3.$$

В товарной соляной кислоте второго сорта содержится примесь серной кислоты до 0,6 %, которая после реакции ее с углекислым кальцием образует гипс, выпадающий в виде кристаллов, закупоривающих поры пласта. Против выпадения гипса добавляем к соляной кислоте хлористый барий.

$$Q_{x.6} = 21,3W\left(\frac{ax}{z} - 0,02\right),$$

где  $W$  – объем соляно-кислотного раствора;  $a$  – содержание  $SO_3$  в товарной соляной кислоте;  $x$  – концентрация соляно-кислотного раствора;  $z$  – концентрация товарной кислоты.

$$Q_{x.6} = 21,3 \cdot 8,77 \left( \frac{0,6 \cdot 10}{27,5} - 0,02 \right) = 37,02 \text{ кг} \approx 0,009 \text{ м}^3$$

(при плотности хлористого бария 4000 кг/м<sup>3</sup>).

В качестве интенсификатора для понижения поверхностного натяжения применяем препарат ДС (детергент советский), который одновременно является ингибитором и наиболее активным понизителем скорости реакции соляной кислоты с породой. Большое снижение (в несколько раз) скорости реакции способствует более глубокому проникновению кислоты в пласт. Необходимое количество ДС составляет 1–1,5 % объема соляно-кислотного раствора (принимаем 1 %)

$$W_{\text{инт}} = 0,01 \cdot W = 0,01 \cdot 8,77 = 0,0877 \text{ м}^3.$$

Конечное процентное содержание воды в нефти, при учете всех добавленных реагентов,

$$V = W - W_k - \Sigma Q,$$

где  $W$  – объем солянокислотного раствора;  $W_k$  – объем концентрированной товарной соляной кислоты ( $W_k = 3 \text{ м}^3$ );  $\Sigma Q$  – суммарный объем всех добавок к солянокислотному раствору (уксусная кислота, хлористый барий, ДС)

$$\Sigma Q = 0,16 + 0,009 + 0,0877 = 0,257 \text{ м}^3;$$

$$V = 8,77 - 3 - 0,257 = 5,5 \text{ м}^3.$$

Полученный раствор объемом  $8,77 \text{ м}^3$  содержит  $0,257 \text{ м}^3$  добавок и  $5,513 \text{ м}^3$  воды. СКО проводится в соответствии со специальным планом, который утверждается главным инженером и главным геологом.

Порядок проведения работ:

- спустить НКТ со скошенным концом на глубину забоя; промыть скважину круговой циркуляцией водой объемом  $23,3 \text{ м}^3$ ;
  - спустить колонну НКТ с пакером и скошенным концом на глубину 1310 м, пакер на глубине 1300 м;
  - посадить пакер;
  - произвести обвязку спецтехники; отпрессовать наземную коммуникацию на полторакратное ожидаемое рабочее давление;
  - произвести предварительную промывку скважины до забоя и определить приемистость;
  - закачать расчетный объем соляной кислоты  $8,77 \text{ м}^3$ ;
  - продавить соляную кислоту в пласт пластовой водой в объеме  $3 \text{ м}^3$ ;
  - выдержать скважину в течение 2–3 ч до полной нейтрализации кислоты в результате реакции с породой;
  - сорвать пакер, промыть скважину путем обратной промывки пластовой водой в объеме не менее  $12 \text{ м}^3$ ;
  - поднять пакер, спустить глубинно-насосное оборудование и ввести скважину в эксплуатацию [19, 20].
- Определим прогнозируемый дебит нефти после СКО:

$$q_n^n = 1,182 q_n^{до} + 0,5792 = \\ = 1,182 \cdot 0,6 + 0,5792 = 2,181 \text{ т / сут.}$$

Средняя продолжительность эффекта  $T_{\text{эф}}$  для СКО скважин компании «Х» – 10 месяцев, или 300 суток. Если считать падение дебита по нефти линейным, то дополнительная добыча за время продолжительности эффекта будет равной.

$$Q_{\text{ддн}} = \frac{(q_n^n - q_n^{до})}{2} T_{\text{эф}} = \frac{(2,181 - 0,6)}{2} 300 = 236,6 \text{ т.}$$

Рассчитаем показатель обводненности после обработки, используя формулу (2):

$$W^n = 1,0887 \cdot W^{до} + 8,597 = \\ = 1,0887 \cdot 31 + 8,3848 = 26,6 \text{ \%}.$$

Эффект от проведения СКО, который будет постепенно снижаться в течение 10 месяцев, будет заключаться в увеличении дебита нефти до  $2,181 \text{ т/сут.}$  За это время дополнительная добыча нефти составит  $236,6 \text{ т.}$  Обводненность после обработки составит  $26,6 \text{ \%}$ .

### Заключение

При разработке месторождений в Западной Сибири абсолютным большинством нефтедобывающих компаний используется обработка методом, основанном на использовании соляной кислоты, для увеличения добычи сырой нефти в коллекторах преимущественно карбонатного строения. Анализ результатов проведения СКО показывает, что мероприятия по увеличению добычи нефти путем закачки соляной кислоты эффективно воздействуют на пласт при низкой обводненности (до 55 %) и средне-суточных дебитах скважин от 0,2 до 2,6 т/сут.

Для скважины № 1270 необходимо применение раствора соляной кислоты, объем которой должен составлять порядка  $3 \text{ м}^3$  концентрированной соляной кислоты,  $5,513 \text{ м}^3$  воды и  $0,257 \text{ м}^3$  добавок:  $0,16 \text{ м}^3$  уксусной кислоты,  $0,009 \text{ м}^3$  интенсификатора,  $0,0877 \text{ м}^3$  хлористого бария.

Этот расчет демонстрирует технологическую эффективность обработки соляной кислотой, которая заключается в увеличении дебита нефти на 27,5 % после проведенного мероприятия, что сопровождается положительным экономическим эффектом. Дополнительная добыча за время действия эффекта (~300 сут.) составила 237 т. Содержание воды после проведения СКО составляет 26,6 %.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Результаты промышленного тиражирования технологий кислотных обработок с применением отклоняющихся систем на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / С.С. Черепанов, Т.Р. Балдина, А.В. Распопов, А.П. Котов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6 (330). – С. 19–28.
2. Андреев А.В. Совершенствование технологии солянокислотного воздействия на пласт на Дачном месторождении // Севергеоэкотех-2004: Матер. Международной молодежной научной конференции. – Ухта: Изд-во УхГТУ, 2004. – С. 253–255.
3. Глушенко В.Н. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн. – Уфа: АН РБ, Гилем, 2019. – 392 с.
4. Шипилов А.И. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 3. – С. 80–83.
5. Пестриков А.В., Политов М.Е. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 4. – С. 529–562.
6. Телин А.Г. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах // Нефтегазовое дело. – 2021. – № 8. – С. 69–74.
7. Albuquerque M., Smith Ch. Eight success cases of VDA application in large limestone reservoir in the Caspian region, Texas // Journal of Petroleum and Mining Engineering. – 2018. – V. 21. – P. 171–175.
8. Alleman D., Qi Qu, Keck R. The development and successful field use of viscoelastic surfactant-based diverting agents for acid stimulation, Texas // International Journal of Oilfield Chemistry. – 2020. – V. 01. – P. 45–48.
9. Acid placement: an effective VES system to stimulate high-temperature carbonate formations, Qatar / A.M. Gomaa, J. Cutler, Qu Qi, E. Cawiezel Kay // International Production and Operations Exhibition. – 2019. – V. 558. – P. 6–18.

10. Taylor D., Kumar P.S. Viscoelastic surfactant based selfdiverting acid for enhanced stimulation in carbonate reservoirs, India // The latest ways to increase oil production. – 2018. – V. 58. – P. 667–668.
11. Zhou Fujian, Liu Yuzhang, Zhang Shaoli. A novel diverting acid stimulation treatment technique for carbonate reservoirs, China // Oil industry development prospects China. – 2019. – V. 912. – P. 1637–1668.
12. Case study of a novel acid-diversion technique in carbonate reservoirs, Canada / F.F. Chang, T. Love, C.J. Affeld, J.B. Blevins, R.L. Thomas, D.K. Fu // Annual Technical Journal and Exhibition. – 2021. – V. 11. – P. 37–48.
13. Paccaloni G., Tambini M. Advances in matrix stimulation technology, Canada // Journal of petroleum technology. – 2022. – V. 121. – P. 457–458.
14. Taylor D. Geotechnological features of oil recovery in carbonate reservoirs, India // Results of development in the petrochemical industry. – 2018. – V. 21. – P. 57–68.
15. Kalfayan L.J., Martin A.N. The art and practice of acid placement and diversion: history, Present State and Future // Annual Technical Journal in New Orlean. – 2009. – V. 02. – P. 177–188.
16. Paccaloni G. A new, effective matrix stimulation diversion technique, Texas // Journal of Drilling&Completion. – 2022. – V. 12. – P. 77–89.
17. Smith C.L., Anderson J.L., Roberts P.G. New diverting techniques for acidizing and fracturing and fracturing, India // Petroleum Research. – 2008. – V. 08. – P. 898–904.
18. Optimization of acid stimulation for a loosely consolidated Brazilian carbonate formation – multidisciplinary laboratory assessment and field implementation, Brazilia / B.R. Lungwitz, R.L. Hathcock, K.R. Koerner, D.M. Byrd, M.J. Gresko, R.A. Skopec, J.W. Martin, C.N. Fredd, G.D. Cavazzoli // Journal of Petroleum & Engineering – 2016. – V. 18. – P. 988–1001.
19. Stimulation for a loosely consolidated Brazilian carbonate formation – multidisciplinary laboratory assessment and field implementation, Brazilia // Journal of Petroleum & Engineering. – 2016. – V. 18. – P. 564–578.
20. Quantitative analysis of reaction-rate retardation in surfactant-based acids, Qatar / H.A. Nasr-El-Din, A.M. Al-Mohammad, A.D. Al-Aamri, M.A. Al-Fahad, F.F. Chang // Journal Production & Operations. – 2021. – V. 38. – P. 1054–1065.

*Поступила: 12.11.2022 г.*

*Прошла рецензирование: 23.12.2022 г.*

#### **Информация об авторах**

**Бычков Д.А.**, аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; младший научный сотрудник отдела проектирования разработки АО «ТомскНИПИнефть».

**Зятиков П.Н.**, доктор технических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; ведущий научный сотрудник Механико-математического факультета Национального исследовательского Томского государственного университета.

UDC 553.98:550.836

## INTENSIFICATION OF OIL INFLOW FROM CARBONATE RESERVOIRS FOR THE CONDITIONS OF THE WESTERN SIBERIA FIELDS

Denis A. Bychkov<sup>1,2</sup>,  
dab30@tpu.ru

Pavel N. Zyatikov<sup>1,3</sup>,  
zpavel@tpu.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

<sup>2</sup> JSC «TomskNIPIneft»,  
72, Mira avenue, Tomsk, 634027, Russia.

<sup>3</sup> National Research Tomsk State University,  
36, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

**Relevance.** The West Siberian region is currently one of the largest oil and gas provinces in Russia, but the problem of declining production is becoming more frequent there. This phenomenon is caused by various reasons, however the most frequent ones are such as lowering of formation permeability and productivity factor due to various complications of oil production in the bottomhole zone (bottomhole formation zone). As a result, it becomes necessary to carry out work to increase or restore the filtration-capacitance properties of the reservoir. The method of acid treatment of productive reservoirs, which contributes to the intensification of oil inflow into the well, has been actively used in the fields of Western Siberia. However, a significant part of the treatments does not give positive results. Improving the efficiency of acid treatments of wells is one of the main tasks of oil production today, which largely determines the relevance of this study.

**The purpose** of this work is to analyze the degree of expediency of hydrochloric acid treatment in the field and determine the most appropriate method of treatment for carbonate reservoirs of the West Siberian field.

**Results.** The principle of effect and peculiarities of the hydrochloric acid treatment for reservoirs of carbonate structure was studied. The choice and expediency of application of the technology in these conditions was substantiated.

### Key words:

geological and technical measures, carbonate reservoir, hydrochloric acid treatment under pressure, hydrochloric acid solution, inhibitor, hydrochloric acid intensifier, wells pressure testing.

### REFERENCES

- Cherepanov S.S., T.R. Baldina, A.V. Raspopov, A.P. Kotov. Rezultaty promyshlennogo tirazhirovaniia tekhnologii kislotnykh obrabotok s primeneniem otkloniaushchikhsia sistem na mestorozhdeniakh OOO «LUKOIL- PERM» [Results of industrial replication of acid treatment technologies by using deflection systems at the deposits of LLC «LUKOIL-PERМ»]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2019, no. 6 (330), pp. 19–28.
- Andreev A.V. Sovershenstvovanie tekhnologii solyano-kislotochnogo vozdeystviya na plast na Dachnom mestorozhdenii [Improving the technology of hydrochloric acid exposure to the formation at the Dachnoye deposit]. *Mezhdunarodnaya molodyozhnaya nauchnaya konferentsiya. Severgeoeokotek* [International Youth Scientific Conference. Severgeoeokotek]. Novosibirsk, 2020. pp. 253–255.
- Glushchenko V.N. *Kislotnye obrabotki: sostavy, mekhanizmy reaktsii, dizain* [Acid treatments: compositions, reaction mechanisms, design]. Ufa, AN RB, Gilem Publ., 2010. 392 p.
- Shipilov A.I. Nove kislotnye sostavy dlya selektivnoy obrabotki karbonatnykh porovo-treshchinovatykh kollektorov [New acid compositions for selective treatment of carbonate reservoir]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2012, no. 2, pp. 80–83.
- Pestrikov A.V., Polotov M.E. Samootklonyayushchiesya kislotnye sistemy na osnove vyazkouprugikh PAV: eksperiment i model [Self-diverting acid systems based on viscoelastic surfactants: experiment and model]. *Neftgazovoe delo*, 2013, no. 4, pp. 529–562.
- Telin A.G. Kompleksny podkhod k uvelicheniyu effektivnosti kislotnykh obrabotok skvazhin v karbonatnykh kollektorakh [An integrated approach to increasing the efficiency of acidizing wells in carbonate reservoirs]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2001, no. 8, pp. 69–74.
- Albuquerque M., Smith Ch. Eight success cases of VDA application in large limestone reservoir in the Caspian region. *Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol. 21, pp. 171–175.
- Alleman D., QiQu, KeckR. The Development and successful field use of viscoelastic surfactant-based diverting agents for acid stimulation. *International Journal of Oilfield Chemistry*, 2020, vol. 01, pp. 45–48.
- Gomaa A.M., Cutler J., Qu Qi, Cawiezel K.E. Acid placement: an effective VES system to stimulate high-temperature carbonate formations. *International Production and Operations Exhibition*, 2019, vol. 558, pp. 6–18.
- Taylor D., Kumar P.S., Fu D. Viscoelastic surfactant based self-diverting acid for enhanced stimulation in carbonate reservoirs. *The latest ways to increase oil production*, 2018, vol. 58, pp. 667–668.
- Zhou Fujian, Liu Yuzhang, Zhang Shaoli. A novel diverting acid stimulation treatment technique for carbonate reservoirs in China. *Oil industry development prospects China*, 2019, vol. 912, pp. 1637–1668.
- Chang F.F., Love T., Affeld C.J., Blevins J.B., Thomas R.L., Fu D.K. Case study of a novel acid-diversion technique in carbonate reservoirs. *Annual Technical Journal and Exhibition*, 2021, vol. 11, pp. 37–48.
- Paccaloni G., Tambini M. Advances in matrix stimulation technology. *Journal of petroleum technology*, 2022, vol. 121, pp. 457–458.
- Taylor D. Geotechnological features of oil recovery in carbonate reservoirs, India. *Results of development in the petrochemical industry*, 2018, vol. 21, pp. 57–68.
- Kalfayan L.J., Martin A.N. The art and practice of acid placement and diversion: history, present state and future. *Annual Technical Journal in New Orleans*, 2009, vol. 02, pp. 177–188.
- Paccaloni G. A new, effective matrix stimulation diversion technique. *Journal of Drilling & Completion*, 2022, vol. 12, pp. 77–89.
- Smith C.L., Anderson J.L., Roberts P.G. New diverting techniques for acidizing and fracturing and fracturing. *Petroleum Research*, 2008, vol. 08, pp. 898–904.



18. Lungwitz B.R., Hathcock R.L., Koerner K.R., Byrd D.M., Gresko M.J., Skopec R.A., Martin J.W., Fredd C.N., Cavazzoli G.D. Optimization of acid stimulation for a loosely consolidated Brazilian carbonate formation – multidisciplinary laboratory assessment and field implementation. *Journal of Petroleum & Engineering*, 2016, vol. 18, pp. 988–1001.
19. Al-Aamri A.D., Al-Fahad M.A. Stimulation for a loosely consolidated Brazilian carbonate formation multidisciplinary laboratory assessment and field implementation. *Journal of Petroleum & Engineering*, 2016, vol. 18, pp. 564–578.
20. Nasr-El-Din H.A., Al-Mohammad A.M., Al-Aamri A.D., Al-Fahad M.A., Chang F.F. Quantitative analysis of reaction-rate retardation in surfactant-based acids. *Journal Production & Operations*, 2021, vol. 38, pp. 1054–1065.

*Received: 12 November 2022.*

*Reviewed: 23 December 2022.*

#### Information about the authors

**Denis A. Bychkov**, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University; junior researcher, JSC «TomskNIPIneft».

**Pavel N. Zyatikov**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University; leading researcher, National Research Tomsk State University.