

УДК 622.276.63

**ОБОСНОВАНИЕ РАБОТ ПО КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКЕ  
КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ  
ПЕТРОПАВЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**SUBSTANTIATION OF WORKS ON ACID TREATMENT  
OF CARBONATE LAYERS OF THE PETROPAVLOVSKOYE FIELD**

**Касем Мохаммед Яхья Хасан Гайлан**

студент,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
Mahmmad2016@gmail.com

**Очередько Татьяна Борисовна**

кандидат химических наук,  
доцент кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
a-ocheredko@mail.ru

**Арутюнов Татос Владимирович**

ведущий специалист отдела  
проектирования и мониторинга  
разработки месторождений  
Ставропольского края,  
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»  
arutyunov-tatos@mail.ru

**Аннотация.** В статье сделано обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения. Показан опыт применения кислотных обработок скважин в нефтегазодобывающем управлении «Туймазанефть». Приведена эффективность проведения обработок призабойной зоны скважин соляной кислотой (выбор объекта для проведения обработки призабойной зоны скважин соляной кислотой; оборудование, используемое при проведении обработки призабойной зоны скважины соляной кислотой; технология проведения обработки призабойной зоны скважин соляной кислотой и др.). Сделан прогноз применения обработки призабойной зоны скважины соляной кислотой в скважинах Петропавловского месторождения.

**Ключевые слова:** кислотная обработка карбонатных пластов; обработка призабойной зоны скважин соляной кислотой; эффективность проведения обработок; выбор объекта для проведения обработки; оборудование, используемое при проведении обработки; технология проведения обработки; прогноз применения обработки.

**Kasem Mohammed Yahya Hasan Gailan**  
Student,  
Kuban state technological university  
Mahmmad2016@gmail.com

**Ocheredko Tatyana Borisovna**  
Candidate of chemical sciences,  
Associate professor of department  
oil and gas business by name  
of the professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
a-ocheredko@mail.ru

**Arutyunov Tatos Vladimirovich**

Leading specialist of the design  
and monitoring department  
of the field development  
of the Stavropol territory,  
LLC «Oil Company «Rosneft» - Scientific  
and Technical Center»  
arutyunov-tatos@mail.ru

**Annotation.** The paper substantiates the work on the acid treatment of carbonate layers in the Petropavlovskoye deposit. The experience of using acid treatments of wells in the oil and gas production department «Tuymazanefth» is shown. The efficiency of carrying out bottomhole zone treatment with hydrochloric acid (selection of the object for hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone of wells, equipment used in the treatment of the bottomhole zone of the hole with hydrochloric acid, the technology for treating the bottomhole zone of the wells with hydrochloric acid, etc.) is given. A forecast is made for the application of bottomhole zone treatment with hydrochloric acid in the wells of the Petropavlovskoye field.

**Keywords:** acid treatment of carbonate reservoir; treatment of well bottom zone with hydrochloric acid; efficiency of processing; selection of the object for processing; equipment used in processing; processing technology; treatment application forecast.

Петропавловское нефтяное месторождение расположено в пределах Давлекановского, Буздякского, Благоварского и Чишминского районов республики Башкортостан. К северо-западу от Петропавловского месторождения на расстоянии 8 км нахо-

дится Ташлы-Кульское нефтяное месторождение, а к югу на таком же расстоянии – Солонцовское нефтяное месторождение. Разработку месторождения осуществляет ОАО АНК «Башнефть» силами НГДУ «Туймазанефть» ООО «Башнефть-Добыча», расположенных в городе Октябрьский.

### Динамика и состояние разработки месторождения

Петропавловское нефтяное месторождение открыто в 1964 году.

В промышленную разработку месторождение вступило в 1979 году.

В таблице 1 представлены запасы нефти и растворённого газа месторождения по залежам, пластам и в целом по месторождению на начало 2017 года.

Основная доля начальных геологических запасов нефти 7117 тыс. тонн (64,5 %) приходится на карбонатные отложения турнейского яруса. Начальные геологические запасы нефти заволжского горизонта составляют 3024 тыс. тонн (27,4 % промышленных запасов месторождения), фаменского яруса 851 тыс. тонн (7,7 %).

Накопленная добыча нефти на 01.01.2017 г. по месторождению составляет 3857 тыс. тонн.

На рисунке 1 приводится динамика основных фактических и проектных показателей разработки (добыча нефти, жидкости, закачка воды).

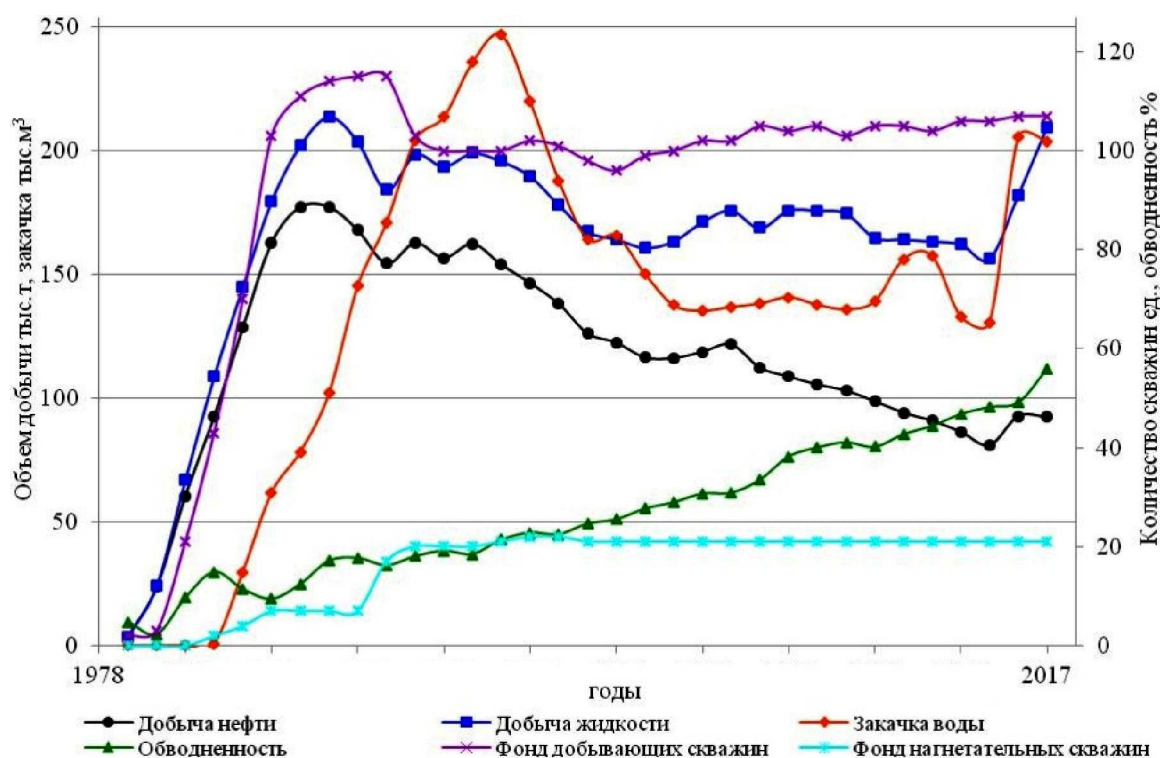


Рисунок 1 – Динамика основных фактических и проектных показателей разработки Петропавловского месторождения

Согласно графикам на рисунке 1 в последние годы происходит рост количества добытой нефти по Петропавловскому месторождению, сопровождающийся существенным увеличением количества закачиваемой воды с 2014 года. Обводнённость имеет тенденцию к повышению.

На 01.01.2017 г. накопленная закачка составляет 3857 тыс. м<sup>3</sup>, что на 82,96 % компенсирует объём отобранной жидкости. Годовая закачка в 2016 году составила 203,8 тыс. м<sup>3</sup>/год, добыча нефти – 92,5 тыс. тонн/год, добыча жидкости составляет 209,6 тыс. м<sup>3</sup>/год. Средняя приёмистость одной нагнетательной скважины 27,4 м<sup>3</sup>/сут.

Текущий КИН на начало 2017 года составляет 0,349 доли ед. при принятом 0,401 доли ед.

Характеристика фонда скважин по Петропавловскому месторождению представлена в таблице 2.

Таблица 1 – Основные показатели разработки по пластам Петропавловского месторождения на 01.01.2017 г.

Горизонт	Накопленная добыча, тыс. тонн на 01.01.2017 г.	Годовая добыча за 2016 год, тыс. тонн	Коэффициент извлечения нефти		Отбор % от начальных извлекаемых запасов	Текущий темп отбора, %	Текущая обводненность, % вес.
			начальный	текущий			
Турнейский ярус	2941	59	0,470	0,413	87,9	12,74	56,9
Заволжский горизонт	678	25	0,259	0,224	86,7	19,38	55,0
Фаменский ярус	231	8	0,338	0,271	80,2	12,31	53,0
Пласт Dжын	7	1	0,280	0,140	50,0	12,50	22,2
Итого по месторождению	3857	93	0,401	0,349	87,1	13,98	55,9

**Таблица 2 – Характеристика фонда скважин**

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество
Фонд добывающих скважин	Действующий фонд добывающих скважин	107
	Действующий фонд ЭЦН скважин	1
	Действующий фонд ШГН скважин	106
	Бездействующие скважины	1
	Бездействующие скважины нерентабельные	1
	Эксплуатационный фонд нефтяных скважин	108
	Контрольные скважины	2
	Пьезометрические скважины	2
	Ликвидированные скважины	5
	Ликвидированные после бурения скважины	5
	Итого в фонде добывающих скважин	115
Фонд нагнетательных скважин	Действующий фонд нагнетательных скважин	21
	Действующий фонд нагнетательных скважин внутриконтурного заводнения	18
	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	21
	Фонд нагнетательных скважин водозаборные	8
	Всего фонд нагнетательных скважин	29
	Всего пробурено скважин	144

Практически весь фонд добывающих скважин эксплуатируется штанговыми насосами, за исключением одной скважины, которая оборудована ЭЦН.

Результаты выполнения ГТМ на Петропавловском месторождении за 2016 год приведены в таблице 3.

Исходя из накопленного технологического эффекта, можно определить наиболее эффективные методы. По количеству дополнительно добытой нефти как отдельно по скважинам, так и по методу в целом ремонтно-изоляционные работы пласта являются приоритетными. Суммарная технологическая эффективность составила 2193,6 тонн дополнительно добытой нефти, удельная эффективность составила 1096,8 тонн нефти на 1 обработку.

Большой технологический эффект также получен от четырёх работ по оптимизации подвесок НКТ и штанг на УШГН в 2016 году. Суммарная эффективность составила 2538 тонн дополнительно добытой нефти. Удельная технологическая эффективность по данной технологии равна 634,5 тонн дополнительной нефти на одну обработку. Значительный эффект в 3446,4 тонн достигнут от перестрела (повторная перфорация имеющегося интервала того же пласта), удельная эффективность составляет 684 тонн/обр.

Следует продолжить внедрение технологий, направленных на ограничение водопритока в эксплуатационные скважины. Весовая обводненность по месторождению в 2016 году подскочила на 6,8 % и достигла 55,9 %.

**Таблица 3 – Эффективность применения геолого-технических мероприятий за 2016 год**

Вид ГТМ, объём применения, эффективность	За 2016 год, факт
1	2
Ввод из бездействия с прошлых лет	
количество проведённых мероприятий	1
дополнительная добыча нефти, тонн	526,8
Увеличение типоразмера УШГН, УШВН	
количество проведённых мероприятий	1
дополнительная добыча нефти, тонн	410,4

**Продолжение таблицы 3**

1	2
Оптимизация подвесок НКТ и штанг на УШГН	
количество проведённых мероприятий	4
дополнительная добыча нефти, тонн	2538
Ремонтно-изоляционные работы пласта	
количество проведённых мероприятий	2
дополнительная добыча нефти, тонн	2193,6
Солянокислотные ванны (СКВ)	
количество проведённых мероприятий	6
дополнительная добыча нефти, тонн	2978,4
Солянокислотная обработка (СКО)	
количество проведённых мероприятий	9
дополнительная добыча нефти, тонн	4818
Обработка призабойной зоны скважины прочими химическими реагентами	
количество проведённых мероприятий	3
дополнительная добыча нефти, тонн	2714,4
Перестрел (повторная перфорация имеющегося интервала того же пласта)	
количество проведённых мероприятий	1
дополнительная добыча нефти, тонн	684
Ликвидация аварии с УШГН, УШВН	
количество проведённых мероприятий	1
дополнительная добыча нефти, тонн	1254
Ликвидация аварии с НКТ	
количество проведённых мероприятий	1
дополнительная добыча нефти, тонн	1284

**Опыт применения кислотных обработок скважин в нефтегазодобывающем управлении «Туймазанефть»**

Призабойная зона – область, принадлежащая одновременно и пласту, и самой скважине. В ней не только сосредотачиваются, но и усиливаются многие явления, сопровождающие процесс извлечения углеводородов из нефтяных и газовых пластов. Их многообразие и сложность послужили причиной появления значительного количества различных методов и технологий интенсификации добычи нефти, которые описаны в отечественной и зарубежной литературе. Многие явления, происходящие в призабойных зонах скважин, в настоящее время изучены недостаточно, а способы повышения их продуктивности имеют существенные недостатки. Однако в этой области описано много новых данных, рассмотрение которых в свете современных знаний представляет огромный интерес.

Кислотные обработки скважин предназначены для очистки фильтров, призабойной зоны скважины, насосно-компрессорных труб от солевых, парафинистых отложений и продуктов коррозии. Под воздействием солянокислотной обработки и её модификаций в призабойной зоне скважины с карбонатными коллекторами образуются каверны, каналы растворения, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, а следовательно, и производительность добывающих скважин, и приёмистость нагнетательных.

Применяют следующие разновидности СКО:

- кислотные ванны;
- простые кислотные обработки;
- кислотные обработки под давлением;
- пенокислотные;

- поинтервальные (ступенчатые);
- кислотоструйные (гидромониторные);
- термохимические и термокислотные.

Все они предназначены для очистки поверхности открытого интервала забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корок, смолистых веществ, продуктов коррозии, кальциевых отложений пластовых вод, очистки фильтра в интервале продуктивного пласта, освобождения прихваченного карбонатной пробкой подземного оборудования, очистки забоя и фильтровой части после ремонтных работ. Другие виды солянокислотных обработок применяются для воздействия на породы призабойной зоны пласта с целью увеличения их проницаемости. Процесс ведётся с обязательным за давлением кислоты в пласт.

Важный фактор повышения успешности солянокислотной обработки – срок выдержки кислоты в пласте, который зависит от многих факторов. Установлено, что длительность солянокислотной обработки колеблется от 8 до 24 часов, не считая сроков экспериментально определённого времени реагирования для каждого конкретного эксплуатационного объекта.

Пеннокислотные обработки применяют при значительной толщине продуктивного пласта и низких пластовых давлениях. Перемешивание жидкости с газом (аэрация) с неизменным образованием пены происходит в аэраторе. В призабойную зону скважины вводят аэрированный раствор кислоты и ПАВ в виде пены.

Преимущества пеннокислотной обработки обусловлены следующими факторами:

- кислотная пена значительно медленнее растворяет карбонатный материал, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт и приводит к увеличению проницаемости удалённых от скважины зон и их приобщению к дренированию;

- кислотная пена, обладая меньшей плотностью (400–800 кг/м<sup>3</sup>) и повышенной вязкостью, обеспечивает охват воздействием всей продуктивной толщины пласта, что особенно важно при большой его толщине и низких пластовых давлениях;

- наличие в составе рабочего агента (пены) ПАВ снижает поверхностное натяжение кислоты на границе контакта с нефтью, и сжатый газ, находящийся в пене, расширяется во много раз при понижении давления после обработки.

Совокупность этих факторов способствует улучшению условий притока нефти в скважину.

Поинтервальные обработки проводятся с целью охвата пласта или его отдельных продуктивных пропластков.

Термокислотные и термохимические обработки, рассчитанные на комбинированное воздействие на призабойную зону скважины за счёт теплового и описанных выше процессов, предназначены для очистки призабойной зоны скважины от асфальтено-смолистых, парафиновых, солевых и других отложений.

Обработка для увеличения продуктивности или приёмистости осуществляется в условиях, значительно отличающихся от месторождения к месторождению и даже от скважины к скважине как с точки зрения свойств продуктивного пласта и состояния скважин (свойства пород, содержание нефти, газа или воды и их состав, стадия разработки месторождения давление, температура, вид скважин: эксплуатационные нефтяные или газовые, нагнетательные водяные или газовые и т.д.), так и с точки зрения вида существующей блокировки или необходимости повышения начальной проницаемости пласта в призабойной зоне скважины.

Сильно изменяющиеся условия нефтяных и газовых месторождений определили разработку и применение большого числа составов различного назначения, которые используются в зависимости от особенностей каждой скважины, подлежащей обработке.

При использовании кислотной ванны для обработки открытого ствола скважины более эффективным может быть применение смеси соляной и фтористоводородной кислот, лучше взаимодействующих с глинистыми частицами.

Практика подтверждает, что результаты кислотных обработок, проводящихся по одной технологической схеме, могут быть разными. Показателем успешности обработки является снижение давления на насосных агрегатах во время нагнетания кислоты в пласт. Чем интенсивнее снижается давление, тем лучших результатов ожидают от обработки.

Повторные обработки пласта широко используют при испытании глубоких разведывательных скважин и для интенсификации притока из карбонатных коллекторов.

Технология глубоких солянокислотных обработок предложена для воздействия на пласты в нагнетательных скважинах, вскрывших карбонатные породы. Суть технологии таких обработок состоит в попеременной закачке соляной кислоты и высоковязкой жидкости, которая, хорошо смачивая карбонатную породу, покрывает её плёнкой и защищает от воздействия соляной кислоты.

Импульсные кислотные обработки рекомендованы для пластов с низким пластовым давлением, но высокой проницаемостью. В этих условиях обычно не удаётся создать необходимую скорость потока кислотного раствора в пласте для более широкого его охвата.

Гидровибраторы используют при гидромеханическом воздействии на призабойную зону пласта. Их можно применять и при солянокислотных обработках. Осуществляется процесс нагнетания кислоты с одновременным воздействием на пласт виброударными волнами. Колебания, вызванные гидровибратором, действуя на пласт и насыщающую его жидкость, улучшают условия проникновения кислоты в пласт. Это способствует более эффективной обработке призабойной зоны.

Кислотные обработки под высоким давлением считаются самостоятельными, хотя большинство из них при освоении глубоких скважин осуществляется при больших давлениях на насосных агрегатах.

Основой для планирования обработки под высоким давлением могут быть или аномально высокое пластовое давление, или отсутствие связи скважины с пластом. В зависимости от этих факторов выбирается один из возможных методов обработки:

- порционное нагнетание;
- нагнетание с противодавлением, создаваемым буровым раствором;
- нагнетание с установленным в скважине пакером.

Кислотные гидроразрывы пласта (КГРП) являются разновидностью кислотных обработок под высоким давлением и отличаются от них, прежде всего, большими объёмами и высокими темпами закачки раствора кислоты. КГРП рекомендуют для скважин, в которых отсутствует или недостаточна гидродинамическая связь с пластом. Комбинируя методы гидродинамического и химического воздействия на пласт, можно получить значительные притоки из пласта. При КГРП давление нагнетания может превышать прочностные характеристики колонны, поэтому их проводят с пакером или с противодавлением бурового раствора.

Кислотный разрыв пласта предназначен для вскрытия и расширения микротрещин в породах. Его можно осуществлять, заполнив образованные трещины расклинивающим материалом или без него. КГРП без заполнения трещин расклинивающим материалом применяется чаще, так как его проще осуществить. Вследствие химического воздействия на породы пласта, неоднородности их минералогического состава и трещиноватости растворение породы происходит по-разному. Поэтому после снижения избыточного давления трещины смыкаются не полностью и в пластах образуются высокопроницаемые зоны.

Высокие темпы закачки раствора позволяют достичь эффекта гидравлического разрыва пласта, а большие объёмы закачиваемого раствора – обработать отдаленные зоны пласта. В процессе КГРП могут быть использованы нефтекислотные эмульсии и пенные системы, с помощью которых кислота продвигается по пласту на значительные расстояния. Для лучшей обработки часто применяют водные растворы ПАВ, смешанные с кислотой или закачиваемые порциями с солянокислотным раствором.

КГРП применяют во многих нефтяных районах. Эффективность его тем выше, чем выше уровень организации работ и чем полнее учтены особенности залежей при составлении программы процесса.

Очистка от продуктов реакции кислоты из пласта является завершающей операцией процесса кислотной обработки. В зависимости от пластового давления продукты реакции могут быть удалены самоизлиянием или механическим способом: свабированием, компрессором, глубинным струйным или иным насосами. Для лучшей очистки пласта от продуктов реакции желательно создавать максимально возможные депрессии на пласт, учитывая при этом их способность к деформации.

Для быстрого удаления продуктов реакции из скважины с низкими пластовыми давлениями используют сжиженный углекислый газ, который после снижения давления ниже критического переходит в газообразное состояние, захватывает с собой жидкость (продукты реакции) и выносит её на поверхность.

Известен способ поинтервальной обработки призабойной зоны горизонтальной скважины, при котором определяют зоны горизонтального необсаженного ствола скважины с различной нефтенасыщенностью и проницаемостью. Колонну насосно-компрессорных труб размещают в обсаженной вертикальной части скважины. Внутри колонны насосно-компрессорных труб размещают безмуфтовую трубу колтюбинга. Конец трубы колтюбинга размещают напротив зоны пласта с минимальной нефтенасыщенностью и проницаемостью. Закачивают в скважину через безмуфтовую трубу колтюбинга раствор кислоты. Поднимают безмуфтовую трубу колтюбинга в обсаженную зону скважины. Продавливают по колонне насосно-компрессорных труб раствор кислоты в пласт. Далее размещают конец безмуфтовой трубы колтюбинга последовательно по зонам пласта с возрастающей нефтенасыщенностью и проницаемостью. Напротив каждой зоны закачивают в скважину через безмуфтовую трубу колтюбинга раствор кислоты. Поднимают безмуфтовую трубу колтюбинга в обсаженную зону скважины. Продавливают по колонне насосно-компрессорных труб раствор кислоты в пласт. Проводят технологическую выдержку. Выполняют свабирование. Продавку раствора кислоты ведут с расходом 3–4 м<sup>3</sup>/ч при давлении на устье скважины 1–3 МПа.

Наиболее близким к предложенному способу по технической сущности является способ обработки призабойной зоны скважины, оборудованной колонной насосно-компрессорных труб, при котором по межтрубному пространству ведут спуск гибких безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки и закачивают в скважину и на забой лёгкую нефть. Продвигают гибкие безмуфтовые длинномерные трубы колтюбинговой установки до низа скважины. Закачку нефти продолжают до полной замены жидкости глушения на нефть. Поднимают низ гибких безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки до кровли продуктивного пласта. Закрывают скважину. Закачивают в призабойную зону 0,5–1,5 м<sup>3</sup> раствора соляной кислоты через гибкие безмуфтовые длинномерные трубы колтюбинговой установки. Спускают низ гибких безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки на 0,8–1,2 м и закачивают 0,5–1,5 м<sup>3</sup> раствора соляной кислоты. Продолжают спуск и закачку до достижения подошвы продуктивного пласта. Поднимают низ гибких безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки на середину скважины и проводят технологическую выдержку в течение 2–3 часов. Постепенно опускают гибкие безмуфтовые длинномерные трубы колтюбинговой установки до низа скважины и одновременно закачивают нефть с отбором скважинной жидкости через межтрубное пространство. Промывают скважину нефтью. Извлекают из скважины гибкие безмуфтовые длинномерные трубы колтюбинговой установки и закрывают межтрубное пространство. Проводят подготовительно-заключительные работы и запускают скважину в работу.

В то же время приведённые методы очистки призабойной зоны скважины имеют существенные недостатки:

- длительность временного цикла производственного процесса;
- резкое снижение коррозионной стойкости подземного оборудования и вредное воздействие кислоты на прочностные его характеристики, особенно при термических обработках;
- вредные условия труда из-за использования кислоты и работа только в светлое время суток.

Солянокислотная обработка скважин на данный момент является одним из эффективных методов интенсификации добычи нефти. Большое разнообразие способов осуществления солянокислотной обработки позволяет эффективно проводить обработку скважин в самых различных пластовых условиях.

### **Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения**

Цель воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) соляной кислотой – восстановление или улучшение фильтрационной характеристики ПЗП, главным образом,



за счёт увеличения её проницаемости и снижения вязкости флюидов, снижения темпов обводнения добывающих скважин. Иными словами, выделяются два направления воздействия на ПЗП:

- 1) увеличение дебита скважин по нефти;
- 2) ограничение притока воды в добывающие скважины.

Солянокислотные обработки практически без ограничений приемлемы для карбонатных коллекторов. При этом происходят следующие основные реакции:

- при воздействии на известняк:



- при воздействии на доломит:



### Эффективность проведения обработок призабойной зоны скважин соляной кислотой

#### **Выбор объекта для проведения обработки призабойной зоны скважин соляной кислотой**

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 дезэмульгаторы.

Другой важный фактор – выяснение способности к набуханию силикатных компонентов пород пласта. В некоторых случаях частицы глин и бентонитов могут увеличиваться в размерах в несколько раз под действием кислотных растворов. Эти увеличившиеся частицы способны заблокировать микроскопические протоки в коллекторе или, что еще хуже, уменьшить размер протоков по сравнению с начальным. Таким образом, если проверка показывает, что образец породы имеет склонность к набуханию, необходимы дополнительные средства контроля силикатов для предохранения от набухания и вызываемого им повреждения.

Для повышения эффективности кислотных обработок и увеличения процента успешности их проведения необходимо тщательно подходить к выбору скважин с учётом термодинамических условий и состояния ПЗП, состава пород и свойства жидкостей, технологии проведения соляной обработки и т.д. Для оценки конечного результата воздействия на ПЗП используется прирост коэффициента продуктивности  $\left(\frac{K_2}{K_1}\right)$

скважин от обработок за предыдущий ( $K_1$ ) и последующий ( $K_2$ ) месяцы. Это связано с тем, что в последнее время гидродинамические исследования проводятся нерегулярно.

В качестве факторов, влияющих на эффективность СКО, рассматриваются:

- геолого-физические факторы (эффективная толщина пласта, коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, вязкость нефти, количество обрабатываемых пропластков, глубина залегания пласта и другие);
- эксплуатационные факторы (дебит скважины по нефти до обработки, дебит скважины по жидкости до обработки, обводнённость добываемой продукции и другие);
- технологические факторы (кратность обработки, удельный расход кислоты на метр продуктивной толщины пласта, концентрация закачиваемого раствора кислоты и другие).

Предварительный выбор исходных параметров определяется путём статистической обработки данных, построения графических зависимостей влияния каждого параметра на изменение технологического эффекта и выявления (или отсутствия) качественной закономерности их взаимодействия.

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 выборе нефтяной скважины для кислотной обработки необходимо знать:

- результаты промысловых и геофизических исследований;
- коллекторские свойства пласта;
- свойства глинистого раствора, используемого для вскрытия продуктивного пласта;
- толщину пласта;
- расстояние от скважины до контура нефтеносности и от нижних перфорационных отверстий до водонефтяного контакта;
- пластовое давление и остаточные запасы нефти.

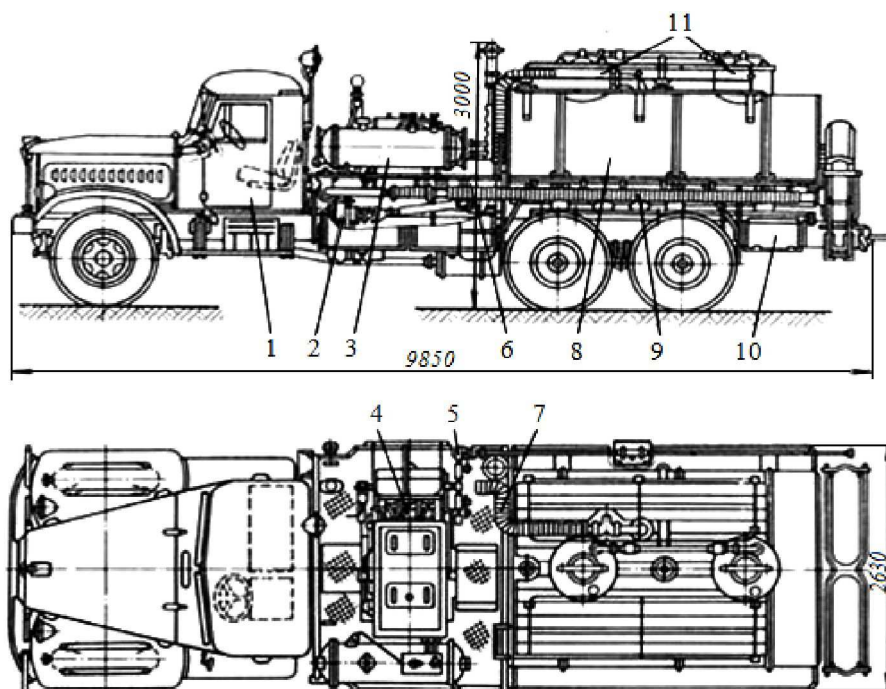
К условиям, неблагоприятным для проведения кислотной обработки, относятся:

- близость подошвенных или контурных вод;
- значительное снижение пластового давления (на 60–70 % от первоначального);
- приток в скважину даже незначительного количества пластовой воды;
- нарушения в обсадной колонне и отсутствие возможности изолировать их от обрабатываемого интервала.

**Оборудование, используемое при проведении обработки призабойной зоны скважины соляной кислотой**

Для транспортирования раствора ингибированной соляной кислоты и нагнетания его в скважины применяют специальные кислотные установки АЗИНМАШ-30А, УНЦ2-160х500, АКПП-500, КП-6,5.

Насосная установка с цистерной (рис. 2) монтируется на трёхосном грузовом автомобиле высокой проходимости КраЗ-257Б1А. В состав оборудования установки входят: трёхплунжерный горизонтальный насос одинарного действия, коробка отбора мощности, промежуточная трансмиссия, манифольд, цистерна основная на агрегате и цистерна на прицепе.



**Рисунок 2 – Кислотный агрегат АЗИНМАШ-30А:**

- 1 – кабина машиниста (пульт управления); 2 – коробка отбора мощности; 3 – емкость для реагента;  
 4 – насос 4НК-500; 5 – выкидной трубопровод; 6 – редуктор;  
 7 – шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 – цистерна для раствора кислоты;  
 9 – комплект присоединительных шлангов; 10 – ящик для инструментов; 11 – горловина цистерны

Установка АКПП-500 предназначена для транспортирования и нагнетания в скважины жидких сред при солянокислотной обработке призабойной зоны нефтяных и газовых скважин в районах с умеренным климатом. Установка состоит из насоса, цистерны, вспомогательного трубопровода, манифольда и другого оборудования.

Кислотовоз КП-6,5 предназначен для перевозки раствора ингибированной 8–12 %-ной соляной кислоты и подачи её на приём насосной установки или в другие резервуары в районах с умеренным климатом. Кислотовоз включает в себя цистерну, центробежный насос, вакуумную систему, манифольд и трансмиссию, смонтированные на автошасси. Кислотовоз оборудован прицепом ЦПК-6 с цистерной.

При отсутствии специальных кислотных агрегатов в некоторых случаях скважины обрабатывают при помощи обычных передвижных насосных или промывочных агрегатов с последующей тщательной промывкой водой гидравлической части насосов.

### ***Технология проведения обработки призабойной зоны скважин соляной кислотой***

Технологию кислотной обработки каждой скважины следует выбирать с учётом пластовых условий. В труднорастворимых породах скорость реакции следует увеличивать (например, путём подогрева кислоты), а в хорошо растворимых карбонатных породах, несмотря на то, что пластовое давление оказывается фактором, в значительной степени замедляющим реакцию, иногда целесообразно ещё более замедлить действие кислоты, чтобы обеспечить проникновение её в активном состоянии как можно дальше в пласт.

Чтобы оценить эффективность воздействия кислоты на пласт, до и после кислотной обработки в скважинах проводятся гидродинамические исследования.

Перед проведением кислотной обработки в скважине проводят гидродинамические исследования. Скважину до обработки необходимо тщательно очистить от песка, грязи, парафина и продуктов коррозии. Для очистки стенок скважины от цементной и глинистой корки и от продуктов коррозии при открытом забое рекомендуется применять «кислотные ванны». При этом кислоту подают на забой скважины и выдерживают её там, не задавливая в пласт. Кислотная ванна предупреждает попадание загрязняющих веществ в поровое пространство пласта при последующих обработках. Поэтому кислотная ванна считается одним из первых и обязательных этапов кислотного воздействия на пласт в процессе освоения скважин, в которых забой не обсажен трубами. Если установлено, что в нижней части пласта имеется подошвенная вода, то низ скважины изолируют от действия кислоты. Для этой цели можно применять пакеры и химические вещества, вводимые в скважину в жидком виде и превращающиеся там в гели, не смешивающиеся с кислотой.

Чаще всего скважины обрабатывают при помощи заливочных насосно-компрессорных труб.

Сначала скважину заполняют нефтью и устанавливают циркуляцию. Затем в трубы нагнетают заготовленный раствор соляной кислоты. Объём нефти, вытесненной из скважины через кольцевое пространство, измеряют в мернике. Количество первой порции кислоты, нагнетаемой в скважину, рассчитывают так, чтобы она заполняла трубы и кольцевое пространство от башмака труб до кровли пласта. После этого закрывают задвижку на отводе из затрубного пространства и остатки заготовленного кислотного раствора под давлением закачивают в скважину. Кислота при этом поступает в пласт. Оставшуюся в трубах и в нижней части скважины кислоту также продавливают в пласт водой или нефтью.

При низких пластовых давлениях в скважинах не всегда удаётся установить циркуляцию при промывке нефтью вследствие поглощения её пластом. В этом случае в скважину прокачивают с максимальной возможной скоростью от 10 до 20 м<sup>3</sup> нефти и при этом наблюдают за положением эхолота или других приборов (например, газовых счётчиков). Установив, что уровень в скважине перестал подниматься, не прерывая процесс, в скважину вслед за нефтью на той же скорости нагнетают весь рассчитанный объём кислоты, а затем закачивают нефть для вытеснения кислоты из труб.

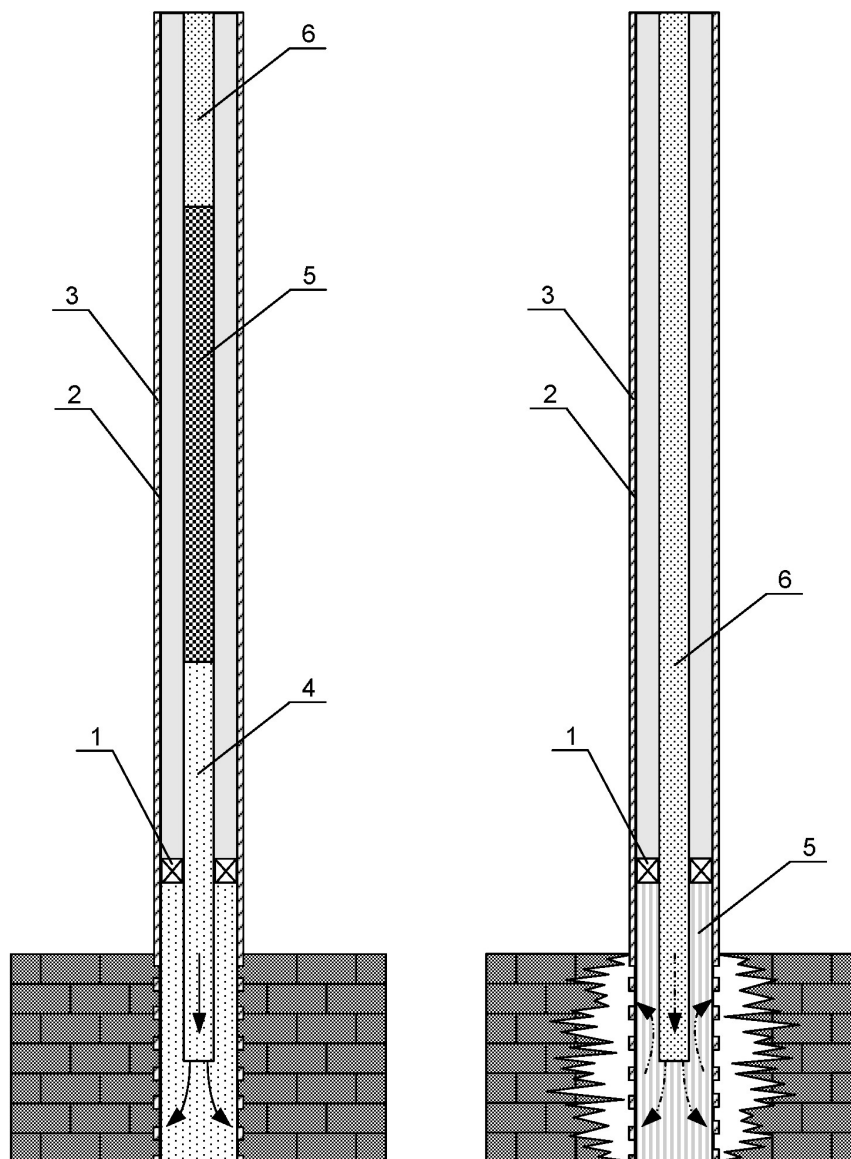
Осуществляются, как правило, с применением одного насосного агрегата, обвязанного с емкостями кислотного раствора и продавочной жидкости.



В случаях, когда КРС использует для ОПЗ, всё равно остаётся вопрос очистки рабочих НКТ на трубной базе или непосредственно в скважине. Всё это требует включения дополнительного технологического звена в процессе ремонта – очистка НКТ.

Если в составе пород содержится гипс или ангидрит, то концентрация кислоты не должна превышать 15 %. Более концентрированная кислота растворяет указанные вещества, и они выпадают в осадок после её нейтрализации, закупоривая поровые каналы.

На рисунке 4 представлена схема солянокислотной обработки.



**Рисунок 4 – Схема солянокислотной обработки:**

1 – пакер; 2 – обсадная колонна; 3 – цементное кольцо; 4 – пресная вода;  
5 – раствор HCl; 6 – продавочная жидкость

В пластах, представленных карбонатными породами с хорошо развитой естественной трещиноватостью, в которых кислота может прореагировать с породой в непосредственной близости от забоя скважины, при отсутствии возможности применения замедлителей скорости реакции или гидрофобной эмульсии, применяют ступенчатое изменение концентрации, закачивая в пласт первые порции кислоты 25 %-ной концентрации и последние – 10 %-ной концентрации.

При обработке слабопористых и малопроницаемых известняков и доломитов концентрацию увеличивают до 20–25 %. В большинстве же случаев для обработки карбонатных пластов применяют кислоту 12–15 %-ной концентрации, а пластов, представленных терригенными породами, – глинокислоту, т.е. смесь соляной кислоты 8–10 %-ной концентрации с 3–5 % плавиковой кислоты в расчёте на объём кислотного раствора.

При повторных обработках и необходимости увеличения радиуса обработки для снижения рабочей депрессии применяют ступенчатое изменение концентрации. Для скважины, в которой дебит снижен вследствие засорения призабойной зоны в процессе эксплуатации или ремонтных работ, применяют кислотные растворы 8–12 %-ной концентрации. Для кислотных ванн в скважинах с открытым забоем применяют соляную кислоту концентрацией от 12–15 до 20 %. Для глинокислотных ванн применяют смесь соляной кислоты 14–16 %-ной концентрации с 3–5 % плавиковой кислотой.

При обработке карбонатных пластов с хорошо развитой естественной трещиноватостью и проницаемостью более  $0,1 \text{ мкм}^2$ , продуктивность которых снижена вследствие засорения трещин частицами выбуренной породы и отчасти глинистым раствором, объёмы кислоты составляют  $0,4–1,0 \text{ м}^3$  на 1 м толщины пласта. Если трещины и призабойная зона высокопроницаемого пласта не засорены, то объём кислоты повышают до  $1,5–2,5 \text{ м}^3$  и более на 1 м эффективной толщины пласта.

Когда пласт представлен слаботрещинноватыми пористыми карбонатными породами, то удельные расходы её составляют  $1,0–1,5 \text{ м}^3$  на 1 м толщины пласта, исходя из необходимости расширения сети микротрещин. При обработке пористых нетрещиноватых пластов, в которых проницаемость призабойной зоны снижена вследствие проникновения в пласт промывочной жидкости, удельные расходы кислоты применяют от  $0,5$  до  $1 \text{ м}^3$  при первичных обработках и увеличивают их до  $1,5–2,0 \text{ м}^3$  на 1 м толщины пласта при вторичных.

В нетрещиноватых, слабопористых, низкопроницаемых карбонатных пластах проводят гидрокислотный разрыв с расходом кислоты более  $25 \text{ м}^3$  на одну операцию.

При повторных обработках, проводимых для восстановления производительности, удельные расходы кислоты увеличивают на 30–50 % по отношению к объёму кислоты, закачанной при предыдущей обработке. Если повторная обработка проводится с целью увеличения радиуса воздействия кислоты на пласт, удельные расходы увеличивают в 2–3 раза.

Для карбонизированных песчаников необходимая продолжительность реакции с соляной кислотой составляет 4–6 часов.

#### **Эффективность применения обработки призабойной зоны скважин соляной кислотой в НГДУ «Туймазанефть»**

Для улучшения проницаемости пласта и коэффициента нефтеотдачи в условиях НГДУ «Туймазанефть», в частности, на территории Петропавловского месторождения, широко применяются кислотные методы обработки призабойной зоны скважин. Наибольшее распространение получили обработки с применением соляной кислоты.

Эффективность проведения кислотных обработок призабойной зоны скважин в НГДУ «Туймазанефть» за 2016 год представлена в таблице 4.

**Таблица 4 – Эффективность проведения солянокислотных обработок ПЗП в условиях НГДУ «Туймазанефть»**

Номер скважины	до СКО		после СКО		Дополнительная добыча, тонн
	дебит нефти, тонн/сут.	обводнённость, %	дебит нефти, тонн/сут.	обводнённость, %	
358	2,7	60,2	3,8	63	368
1178	0,6	10,0	1,7	16	379
782	0,5	46,0	1,6	52	380
2356	1,50	34,00	2,40	65,70	305
1023	0,40	17,00	1,70	26,00	450
среднее	1,14	33,44	2,24	44,54	376

Поскольку под солянокислотную обработку рекомендуются скважины, эксплуатируемые НГДУ «Туймазанефть», то по аналогии с уже проведёнными нефтекислотными обработками на пластах данного предприятия технологический эффект составит около 400 тонн дополнительно добытой нефти на одну скважину.

Несмотря на низкое содержание карбонатов (2–4 %) в цементе терригенных пород на месторождениях НГДУ «Туймазанефть», растворимость пород в соляной кисло-

те может достигать значительных величин. Исследования показали, что растворимость в кислоте пород месторождений НГДУ «Туймазанефть» колеблется от 8 до 31 %.

Увеличение эффективности кислотной обработки добывающей скважины связано с увеличением глубины проникновения кислоты в пласт. Сделать это можно следующими способами:

- увеличением объёма закачиваемой кислоты;
- применением реагентов, замедляющих реакцию;
- снижением концентрации кислоты.

С целью снижения реакционной способности кислоты по отношению к породе и увеличения таким образом глубины её проникновения, концентрация кислоты выдерживается в пределах 12 %. Этот приём позволяет также облегчить продвижение продуктов реакции в удалённые зоны пласта, за пределы ПЗП. Кроме того, кислота менее активна по отношению к металлу насосно-компрессорных труб. При концентрациях 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 добывающих скважин и представляет собой состав, содержащий алюмохлорид и ингибированную соляную кислоту в соотношении 30 : 1.

Данный кислотный состав разработан с целью увеличения радиуса охвата пласта воздействием за счёт повышения проникающей (в активном состоянии) способности в пласт. Обводнённость добываемой продукции должна составлять 50–98 %, а выбираемые под воздействие добывающие скважины должны иметь дебиты по нефти не ниже 0,5 тонн/сут.

Солянокислотную обработку призабойной зоны скважин применяют для воздействия на карбонатные и терригенные коллектора с содержанием карбонатов не менее 10 %.

Количество обработок призабойной зоны скважин соляной кислотой больше, чем обработок кислотой замедленного действия, дополнительная добыча нефти в среднем по обработке выше.

Солянокислотная обработка позволяет получить продолжительный эффект.

С увеличением дополнительной добычи нефти также возросла обводнённость из-за увеличения проницаемости призабойной зоны скважин.

В каждой скважине продуктивный пласт имеет разные фильтрационные свойства, проницаемость, пористость, поэтому эффект по каждой скважине будет различным. Пористость верхней пачки меньше, чем у средней и нижней. Такие результаты необходимо учитывать при подборе скважин для воздействий на их призабойную зону.

### **Прогноз применения обработки призабойной зоны скважины соляной кислотой в скважинах Петропавловского месторождения**

Рассмотрим проведение солянокислотной обработки в добывающей скважине № 1270 Петропавловского месторождения, разрабатываемой НГДУ «Туймазанефть». Данная скважина работает с дебитом 1,5 тонн/сут., имеет фактическую глубину 1227 м, а обрабатываемый кислотой интервал продуктивного пласта составляет 6 м.

В соответствии с приведёнными выше данными произведём расчёт параметров проведения солянокислотной обработки призабойной зоны скважины № 1270 НГДУ «Туймазанефть».

Определим объём кислотного состава  $V_{кc}$  :

$$V_{кc} = N_{кc} \cdot h = 1,4 \cdot 6,0 = 8,4 \text{ м}^3, \quad (1)$$

где  $N_{кc}$  – норма расхода кислотного состава,  $\text{м}^3$  ( $N_{кc}$  составляет 1,0–1,4  $\text{м}^3$  на 1 метр обрабатываемой толщины);  $h$  – обрабатываемый кислотой интервал продуктивного пласта, м.

Определим объём товарной кислоты  $V_{mk}$  для приготовления раствора:

$$V_{mk} = V_{кc} \cdot \frac{0,163}{0,315} = 8,4 \cdot \frac{0,163}{0,315} = 4,35 \text{ м}^3. \quad (2)$$

В технической кислоте содержится до 0,4 % серной кислоты, которую нейтрализуют добавкой хлористого бария. Рассчитаем его количество  $M_{хб}$  :

$$M_{хб} = 21,3 \cdot V_{тк} \cdot \left( a \cdot \frac{x_p}{x_k} - 0,02 \right) = 21,3 \cdot 4,35 \cdot \left( 0,4 \cdot \frac{12}{27} - 0,02 \right) = 14,62 \text{ кг}, \quad (3)$$

где  $a$  – объёмная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте ( $a = 0,4$  %);  $x_p$  – объёмная доля (концентрация) кислотного раствора, %;  $x_k$  – объёмная доля товарной кислоты, %.

Найдём объём хлористого бария  $V_{хб}$  :

$$V_{хб} = \frac{M_{хб}}{\rho_{хб}} = \frac{14,62}{4000} = 0,003655 \text{ м}^3, \quad (4)$$

где  $\rho_{хб}$  – плотность раствора хлористого бария, кг/м<sup>3</sup>.

В качестве стабилизатора используют уксусную кислоту. Рассчитаем её объём  $V_{ук}$  :

$$V_{ук} = \frac{b_{ук} \cdot V_{кк}}{C_{ук}} = \frac{3 \cdot 8,4}{80} = 0,315 \text{ м}^3, \quad (5)$$

где  $b_{ук}$  – норма добавки 100 %-ной уксусной кислоты, %;  $C_{ук}$  – объёмная доля товарной уксусной кислоты, %.

Рассчитаем объём ингибитора  $V_{инг}$  :

$$V_{инг} = \frac{b_{инг} \cdot V_{кр}}{C_{инг}} = \frac{0,2 \cdot 8,4}{100} = 0,0168 \text{ м}^3, \quad (6)$$

где  $b_{инг}$  – норма добавки ингибитора, %;  $C_{инг}$  – объёмная доля товарного ингибитора, %.

Определим объём интенсификатора  $V_{инт}$  :

$$V_{инт} = \frac{b_{инт} \cdot V_{кр}}{100} = \frac{1,0 \cdot 8,4}{100} = 0,084 \text{ м}^3, \quad (7)$$

где  $b_{инт}$  – норма добавки интенсификатора, %.

Найдём объём воды  $V_e$  для приготовления раствора:

$$V_e = V_{кк} - V_{тк} - (V_{хб} + V_{ук} + V_u + V_{ин}), \quad (8)$$

$$V_e = 8,4 - 4,35 - (0,003655 + 0,315 + 0,0168 + 0,084) = 3,630545 \text{ м}^3.$$

Определим объём продавочной жидкости  $V_{пж}$  для продавки в пласт:

$$V_{пж} = 1,5 \cdot V_{нкт} = 1,5 \cdot \left( \pi \cdot d^2 \cdot \frac{L}{4} \right); \quad (9)$$

$$V_{пж} = 1,5 \cdot \left( 3,14 \cdot 0,060^2 \cdot \frac{1155}{4} \right) = 1,5 \cdot 3,26 = 4,89 \text{ м}^3.$$

Определим необходимое давление на выкиде насоса  $P_{вык}$  при закачке в скважину жидкости с расходом  $q = 6,85 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ :

$$P_{вык} = P_{заб} - P_{пж} + P_{тр}, \quad (10)$$



где  $P_{заб}$  – максимальное забойное давление при продавке раствора, МПа;  $P_{пж}$  – гидростатическое давление столба продавочной жидкости, МПа;  $P_{тр}$  – потери на трение, МПа;

$$P_{пж} = \rho \cdot g \cdot (L - h') = 900 \cdot 9,81 \cdot (1155 - 10) \cdot 10^{-6} = 10,11 \text{ МПа};$$

$$P_{тр} = \frac{\lambda \cdot v^2 \cdot L \cdot \rho}{2 \cdot d} = \frac{0,0221 \cdot 2 \cdot 27^2 \cdot 1155 \cdot 900 \cdot 10^{-8}}{2 \cdot 0,060} = 2,79 \text{ МПа};$$

$$P_{заб} = P_{пл} + \frac{q \cdot 10^{-3} \cdot 86400}{K} = 10,6 + \frac{6,85 \cdot 10^{-3} \cdot 86400}{75} = 18,49 \text{ МПа};$$

$$P_{вык} = 18,49 - 10,11 + 2,79 = 11,17 \text{ МПа}.$$

Для расчёта технологического эффекта обработок ПЗП необходимо знать дебит скважин после воздействия. На основе анализа промыслового материала проведения солянокислотных обработок призабойной зоны скважин, прогнозируемый дебит рассчитаем по формуле:

$$q_{после} = q_{до} \cdot (k + 1), \quad (11)$$

где  $q_{до}$  – дебит скважины до проведения ВИР, тонн/сут.;  $q_{после}$  – дебит скважины после проведения ВИР, тонн/сут.;  $k$  – коэффициент среднего прироста добычи нефти после ВИР.

Дополнительный прирост добычи нефти за счёт солянокислотной обработки рассчитывается по формуле:

$$\Delta A = (q_2 - q_1) \cdot 365 \cdot K_э - \Delta A_p, \quad (12)$$

где  $q_1$  и  $q_2$  – среднесуточный дебит скважины по нефти до и после проведения мероприятия, тонн/сут.;  $K_э$  – коэффициент эксплуатации;  $\Delta A_p$  – потери нефти в результате простоя скважин при проведении мероприятия, тонн.

Потери нефти в результате простоя скважин определяются по следующей формуле:

$$\Delta A_p = \frac{q_1 \cdot t_1}{24} = \frac{1,5 \cdot 129,72}{24} = 8,11 \text{ тонн}, \quad (13)$$

где  $t_1$  – время проведения мероприятия ( $t_1 = 129,72$  часа).

Рассчитаем дополнительную добычу нефти

$$\Delta A = (3,18 - 1,5) \cdot 365 \cdot 0,952 - 8,11 = 575,66 \text{ тонн}.$$

Результаты проектирования солянокислотной обработки представлены в таблице 5.

**Таблица 5 – Результаты проектирования солянокислотной обработки призабойной зоны скважины № 1270 в НГДУ «Туймазанефть»**

Номер скважины	Среднесуточный дебит до обработки, тонн/сут.	Среднесуточный дебит после обработки, тонн/сут.	Прирост добычи, тонн/сут.	Дополнительная добыча, тонн
1270	1,5	3,18	1,68	575,66

Экономические расчёты показывают, что за счёт проведения предлагаемой солянокислотной обработки в скважине № 1270 Петропавловского месторождения НГДУ «Туймазанефть» дополнительная добыча нефти за год составит 575,66 тонн, а затраты на проведение предлагаемого мероприятия составят 344,08 тыс. руб.

**Литература:**

1. Проект разработки Петропавловского нефтяного месторождения: отчёт «БашНИПИ-нефть». – Уфа, 1994. – 287 с.
2. Уточнённый проект разработки Петропавловского нефтяного месторождения : отчёт «БашНИПИнефть». – Уфа, 2006. – 423 с.
3. Годовой отчёт деятельности НГДУ «Туймазанефть». – 2011.
4. Методика «БашНИПИнефть» для анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений. – Уфа, 2002. – 60 с.
5. Типовой проект организации рабочих мест при подземном и капитальных ремонтах скважин АНК «Башнефть». – Уфа : РИЦ АНК «Башнефть», 1996. – 148 с.
6. Патент РФ № 2318999 Способ поинтервальной обработки призабойной зоны горизонтальной скважины / Н.Г. Ибрагимов, А.Г. Нугайбеков, Р.А. Афлетонов, В.С. Исаков, Л.И. Торикина, И.З. Чупикова, С.Ю. Меркулов, И.Г. Зайнутдинов, Ю.Р. Стерлядев. – Оpubл. 10.03.2008.
7. Патент РФ № 2261991 Способ обработки призабойной зоны скважины / Н.Г. Ибрагимов, Е.Г. Кормишин, В.С. Исаков, Г.Н. Шариков, И.З. Чупикова, Л.И. Торикина. – Оpubл. 10.10.2005.
8. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
9. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
10. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
11. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.
12. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 203 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 522 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 539 с.
15. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
16. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1-4.
17. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1-4.
18. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
19. Яковлев А.Л., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Х. : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Часть 2. – С. 25–40. – URL : [http://www.nic-znanie.org.ua/images/docs/January\\_2017/Kharkiv\\_january\\_2017\\_part\\_2.pdf](http://www.nic-znanie.org.ua/images/docs/January_2017/Kharkiv_january_2017_part_2.pdf)
20. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах / сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
21. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Алкаджи Махран. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 109–137. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/2/2017-2-109-137.pdf>

**References:**

1. Project of development of the Peter and Paul oil field : report of «BASHNIPI-neft». – Ufa, 1994. – 287 p.
2. The specified project of development of the Peter and Paul oil field : report Bashnipineft. – Ufa, 2006. – 423 p.
3. Annual report of activity of NGDU Tuymazaneft. – 2011.
4. A technique Bashnipineft for the analysis and design of development of oil fields. – Ufa, 2002. – 60 p.
5. The standard project of the organization of jobs at underground and workovers of ANC Bashneft. – Ufa : RITs ANC «Bashneft», 1996. – 148 p.
6. Patent of the Russian Federation No. 2318999 Way of Pointervalny Processing of a Bottomhole Zone of the Horizontal Well / N.G. Ibragimov, A.G. Nugaybekov, R.A. Afletonov, V.S. Isakov, L.I. To-rikova, I.Z. Chupikova, S.Yu. Merkulov, I.G. Zaynutdinov, Yu.R. Sterlyadev. – Opubl. 3/10/2008.
7. Patent of the Russian Federation No. 2261991 Way of Processing of a Bottomhole Zone of the Well / N.G. Ibragimov, E.G. Kormishin, V.S. Isakov, G.N. Sharikov, I.Z. Chupikova, L.I. Torikova. – Opubl. 10/10/2005.
8. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 1. – 348 p.
9. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 2. – 348 p.
10. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.
11. Savenok O.V., Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Design of acid processing of layer : methodical instructions to a practical training on discipline «Management of efficiency of wells» for students of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 86 p.
12. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 pages.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
15. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1-4.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1-4.
18. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
19. Yakovlev A.L., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Tekhnik and technology of carrying out acid hydraulic fracturing // Collection of articles of Znaniye scientific information center for materials XXI of the international correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 16, 2017, Kharkiv). – Kharkiv : Znaniye scientific information center, 2017. – Part 2. – P. 25–40. – URL : [http://www.nic-znanie.org.ua/images/docs/January\\_2017/Kharkiv\\_january\\_2017\\_part\\_2.pdf](http://www.nic-znanie.org.ua/images/docs/January_2017/Kharkiv_january_2017_part_2.pdf)
20. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out salting-nokislotoy processings of wells on the Average and Makarikhinsky field // Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017): in the 5th volumes / collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
21. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Alkadzhi Makhran. The analysis of efficiency of repair work on wells of the Yugidsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 109–137. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/2/2017-2-109-137.pdf>