

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и
углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Ф.А. Бурюкин

подпись

«___» _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

18.03.01 «Химическая технология»

Оценка эффективности кислотных обработок на керне Куюмбинского
месторождения

Руководитель	_____	<u>доцент, канд. хим. наук</u>	<u>Т.Н. Калош</u>
	подпись, дата	должность, учёная степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>В.А. Черемисина</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Консультант			
Экспериментальной части	_____		<u>С.С. Косицына</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	_____		<u>А.А. Чумаков</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2017

РЕФЕРАТ

Бакалаврская научно-исследовательская работа на тему «Оценка эффективности кислотных обработок на керне Куюмбинского месторождения» содержит следующие разделы: введение; обзор и анализ научно-технической литературы; экспериментальная часть и анализ полученных результатов; экономическое обоснование; заключение; список сокращений; список использованных источников; приложения.

Цель работы: изучить влияние кислотных обработок на образцы керна Куюмбинского месторождения, определить оптимальные рецептуры кислотной композиции для увеличения проницаемости пласта.

В разделе «Обзор и анализ научно-технической литературы» представлена информация о Куюмбинском месторождении, рассмотрены основные виды кислотных обработок и составы растворов для них, выбраны наиболее подходящие составы для проведения кислотных обработок в условиях Куюмбинского месторождения.

Раздел «Экспериментальная часть и анализ результатов» содержит описание объектов исследования, составов и приготовления растворов, условий проведения тестов для выбора оптимального состава, результаты проведённых тестов и их анализ.

Раздел «Экономическое обоснование» представляет собой оценку параметров эффективности проведения кислотных обработок и их зависимость от рыночных условий.

Бакалаврская работа изложена на 57 страницах. Количество таблиц 10. Количество рисунков 11. Количество формул 14. При выполнении работы использовано 19 источников.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Обзор и анализ научно-технической литературы.....	8
1.1 Характеристика месторождения	8
1.2 Сложности разработки карбонатных коллекторов	10
1.3 Кислотные обработки для карбонатных коллекторов	11
1.4 Стандартные кислотные обработки	12
1.4.1 Основные виды стандартных кислотных обработок	13
1.4.2 Факторы, определяющие эффективность кислотных обработок.....	14
1.4.3 Поинтервальные кислотные обработки.....	15
1.4.4 Направленные кислотные обработки	16
1.4.5 Пенокислотные обработки.....	17
1.4.6 Спиртокислотные и спирто-пеннокислотные обработки	18
1.5 Составы растворов для кислотной обработки	18
1.6 Кислотный состав для обработки карбонатных коллекторов.....	26
1.7 Кислотный состав на основе углеводородных гидрофобных эмульсий.....	28
1.8 Кислотный состав для обработки терригенных коллекторов	30
1.9 Высоковязкий кислотный состав на основе безполимерного загеливателя.....	31
2 Экспериментальная часть и анализ результатов	32
2.1 Керновый материал, флюиды и реагенты	32
2.1.1 Керновый материал	32
2.1.1.1 Отбор образцов	32

2.1.1.2	Определение минералогического состава.....	33
2.1.2	Флюиды.....	34
2.1.3	Реагенты для кислотных обработок.....	34
2.2	Краткое описание используемых реагентов	34
2.3	Выбор кислот-претендентов	35
2.3.1	Рецептуры базового кислотного состава.....	35
2.3.2	Определение совместимости кислотных композиций с пластовыми флюидами.....	37
2.3.3	Определение скорости растворения породы	38
2.3.4	Рентгенофазовый анализ образцов после обработки.....	41
2.3.5	Определение скорости нейтрализации и нестабильности растворов	42
3	Экономическое обоснование	44
3.1	Изменение коэффициентов экономической эффективности от внедрения кислотных обработок.....	44
	Заключение	47
	Список сокращений	48
	Список использованных источников	49
	Приложение А Характеристики Куюмбинского месторождения.....	51
	Приложение Б Физико- химические характеристики нефти Куюмбинского месторождения.....	52
	Приложение В Результаты проведения рентгенофазового анализа	53
	Приложение Г Результаты расчёта экономической эффективности проекта разработки Лениногорской залежи Ромашкинского месторождения с применением солянокислотной обработки и без применения	55

ВВЕДЕНИЕ

С целью вовлечения в разработку невыработанных карбонатных нефтегазоносных пластов на призабойную зону пластов (ПЗП) скважин оказывают физическое, химическое, термическое или комбинированное воздействие. В современной практике освоения продуктивных пластов и повышения производительности скважин в карбонатных коллекторах используются специализированные комплексы работ, направленные на улучшение фильтрационных характеристик коллектора и повышение нефтеотдачи. Данные комплексы работ должны обеспечивать: сохранение целостности скелета породы в ПЗП; герметичность цементного кольца в заколонном пространстве; сохранность эксплуатационной колонны; сохранность, восстановление или повышение проницаемости ПЗП.

Как правило, в основу кислотных составов для кислотных обработок ПЗП для карбонатных коллекторов входит ингибированная соляная, азотная, уксусная, лимонная кислота или их сочетание. Химический состав таких реагентов разнообразен: от простых растворов соляной кислоты, в которых, в зависимости от рекомендаций, концентрация кислоты составляет 10, 12, 15, 18, 22 %, до многокомпонентных многофункциональных композиций. Для смешанных коллекторов используют составы соляной кислоты с добавлением 0.5...3% фтористоводородной кислоты. Чаще всего применение стандартных кислотных составов не дает хороших результатов, так как не позволяет эффективно воздействовать на комплексные отложения: асфальтеновые и смолисто-парафиновые отложения (АСПО), окислы железа, неорганические соли и др. Поэтому задачей настоящей работы является подбор кислотного состава, который имел бы замедленную и продолжительную скорость реакции, что позволяет глубоко проникать в ПЗП и достаточно эффективно растворять загрязнения с учетом пластовых условий и минералогического состава породы.

К геологическим факторам, обуславливающим изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов при их взаимодействии с кислотными составами, следует отнести:

- растворение карбонатных пород коллектора при проникновении в него кислотного состава;
- выпадение нерастворимых осадков в порах пласта при химическом взаимодействии пластовой воды с продуктами реакции кислоты с карбонатной породой и нерастворимыми примесями;
- изменение фазовой проницаемости для нефти и пластовой воды при проникновении в коллектор кислотного состава и продуктов реакции;
- образование водонефтяных эмульсий, снижающих относительную проницаемость ПЗП.

Являясь по своей природе неоднородной минеральной системой, карбонатные породы-коллекторы в неодинаковой степени устойчивы к воздействию различных кислотных составов. Химические реагенты, входящие в их состав, вызывают в породах-коллекторах физико-химические реакции, конечным итогом которых является изменение свойств порово-трещинного пространства. Установлено, что при использовании составов, изготовленных на основе концентрированной соляной кислоты, происходит бурное растворение карбонатной породы в первые 10 мин, после чего скорость реакции резко падает и кислотный состав не проникает вглубь коллектора. В то же время в результате реакции соляной кислоты с некоторыми порообразующими минералами каркаса породы и внутривпорового цемента образуются нерастворимые осадки в виде гидроксида железа или гидроксида алюминия, в результате чего может происходить ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Помимо этого соляная кислота и продукты ее реакции, взаимодействуя с углеводородами нефтяной залежи, могут образовывать гелеобразные смеси. При этом содержащиеся в нефти асфальто-смолисто-парафиновые соединения образуют слаборастворимые сгустки, препятствующие движению нефти через каналы фильтрации.

В связи с этим при выборе кислотных составов основной задачей является обеспечение таких параметров, как:

- максимально возможная продолжительность реакции состава с породой при сохранении высокой скорости её растворения;
- максимально протяженное проникновение кислотного состава в продуктивный пласт;
- отсутствие или максимальное снижение содержание нерастворимых соединений в продукте реакции;
- минимизация образования АСПО.

В связи с вышеуказанным, основной целью проводимых исследований являлось определение характера и степени влияния различных кислотных составов, предполагаемых к использованию при кислотных обработках Куюмбинского месторождения на породы-коллектора, в зависимости от их минерального состава.

1 Обзор и анализ научно-технической литературы

1.1 Характеристика месторождения

Куюмбинское нефтегазовое месторождение расположено в Красноярском крае Российской Федерации, лицензия на освоение которого принадлежит ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», планируется ввести в промышленную разработку в 2017 году.

На территории Байкитской нефтегазоносной области (НГО) открыты Юрубченское и Куюмбинское месторождения, которые совместно с Терским, Мадринским, Вэдрэшевским продуктивными блоками объединены в Юрубчено-Тохомскую зону, расположенную в пределах Красноярского края в междуречье Подкаменной Тунгуски и Ангары.

Куюмбинские нефтегазовые залежи, выявленные в рифейских отложениях, находятся в междуречье Подкаменной Тунгуски и Ангары и приурочены к центру Камовского свода. Залежь Усть-Куюмбинского поднятия - нефтегазовая, массивная, сводовая, стратиграфически и тектонически экранированная, открыта в 1973 г. Каверново-трещинный карбонатный коллектор имеет пористость доломитов 0,35-2,40 % и трещинно-каверновую емкость до 6,5 %. Проницаемость по трещинам изменяется от 0 до $5,0 \times 10^{-3}$ мкм². Флюидоупором служат терригенно-карбонатные породы катангской и галогенно-карбонатные породы усольской свиты.

Высота залежи 250 м, для нее характерны пластовые давления ниже гидростатических и температура не более +30°C. По величине запасов залежь относится к средним. Залежь Среднекуюм-Тизского поднятия, вероятно, чисто нефтяная, изучена недостаточно. Тип коллектора такой же, как в Усть-Куюмбинской залежи. Запасы пока не определены. Нефти обеих залежей легкие (815-819 кг/м³), малосернистые (0,06-0,64 %), малосмолистые (2,41-21,21 %), малопарафинистые (0,64-3,72 %), метановые.

На начальном этапе эксплуатации в 2017 году на месторождении намечено добыть в общей сложности 295 тыс. тонн нефти. Предполагается, что в дальнейшем по мере ввода в разработку новых залежей Куюмбинского и других лицензионных участков ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» ежегодный объем нефтедобычи будет планомерно расти и на пике достигнет 10,8 млн тонн в 2029 году.

С 2010 года на Куюмбинском месторождении активно ведутся работы по развитию производственной инфраструктуры и подготовке запасов углеводородов к промышленной разработке. За прошедшее время на месторождении был построен резервуарный парк вместимостью 30 тыс. тонн, успешно реализуется программа опытно-промышленных работ: пробурены 7 эксплуатационных скважин (4 с горизонтальным окончанием, 2 – пологие и 1 наклонно-направленная). Скважины эксплуатируются фонтанным способом с дебитами нефти 50-80 т/сут. при минимальных депрессиях. До конца текущего года намечено ввести в строй ещё 2 горизонтальные скважины, а в период 2014-2015 гг. построить 16 скважин, в том числе 2 с двумя горизонтальными стволами.

ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» занимается геологическим изучением недр на пяти лицензионных участках в Эвенкийском муниципальном районе Красноярского края: Абракупчинском, Кординском, Подпорожном, Куюмбинском и Терско-Камовском. Суммарная площадь территорий, на которых предприятие ведет производственную деятельность, составляет 18,3 тыс. кв. км. Основные открытые месторождения находятся на Куюмбинском и Терско-Камовском лицензионных блоках, расположенных в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления.

Характеристики залежи и нефти Куюмбинского месторождения приведены в Приложениях А и Б.

1.2 Сложности разработки карбонатных коллекторов

Куюмбинское нефтегазоконденсатное (НГК) месторождение имеет сложное блоковое строение и интенсивную дизъюнктивную тектонику по рифейским отложениям. Месторождение характеризуется высокой степенью литолого-фациальной неоднородности, резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств разреза. Кроме этого, осложняющим фактором для изучения рифейского интервала разреза является то, что отложения вскрываются скважинами на небольшую глубину, и до сих пор единой общепринятой и утверждённой схемы стратиграфического расчленения отложений рифея не создано. Поэтому в волновом поле стратификация отражающих границ в рифейском интервале разреза основывается на предположении, что в карбонатном разрезе наиболее устойчивые протяженные отражения формируются от карбонатно-глинистых толщ (копчерская, долгоктинская, мадринская, вэдрэшевская свиты).

Для эффективного освоения таких месторождений необходимо использовать нестандартные подходы по многим направлениям, в том числе петрофизическому моделированию и исследованию керна, применять специальные комплексы геофизических исследований, нетипичные подходы к геолого-гидродинамическому моделированию и пр. Технологическое направление сфокусировано на привлечении и адаптации к портфелю проектов компании мирового накопленного опыта и профильной экспертизы в разных областях: геофизических исследованиях и комплексировании данных, геомеханике, объектном моделировании, гидро-динамических исследованиях, режимах эксплуатации скважин, методах увеличения нефтеотдачи. Одними из таких методов являются кислотные обработки, которые контролируемо способствуют увеличению пористости и кавернозности породы, а также растворяют часть матрицы. Часто кислотные обработки совмещают с гидроразрывом пласта (ГРП).

1.3 Кислотные обработки для карбонатных коллекторов

Метод соляно-кислотной обработки (СКО) продуктивных карбонатных пород-коллекторов широко применяется в нефтяной промышленности. В настоящее время разработано и внедрено в производство большое количество разнообразных технологий СКО, позволяющих эффективно применять их в конкретных условиях. Все они основываются на учете особенностей вещественного состава пород, структуры пустотно-порового пространства и фазовой проницаемости продуктивных пластов. В связи с этим неизбежно ведутся работы по совершенствованию существующих и разработке новых технологий. При этом существенным фактором является оценка возможностей эффективного воздействия модификаций СКО с учетом конкретных показателей фазовой проницаемости продуктивного коллектора.

Кислотные обработки (КО) скважин применяют для интенсификации дебитов скважин в карбонатных коллекторах, а также в песчаных породах с содержанием карбонатов более 20 % или с цементирующим материалом, состоящим из карбонатов кальция или магния. Кроме того, кислотные обработки широко используют для очистки стволов скважин и прискважинных зон пласта от глинистых корок, механических частиц и инфильтрата бурового раствора. Кислотные обработки являются одним из наиболее широко используемых способов интенсификации притока газа.

Например, они использовались практически на всех газоконденсатных залежах России и стран СНГ с карбонатными коллекторами. Яркими примерами могут служить соляно-кислотные обработки скважин Астраханского, Оренбургского и Вуктыльского газоконденсатных месторождениях. В 70-80-е годы на Оренбургском и Вуктыльском месторождении производилось от 20 до 130 скважино-операций с использованием различных видов СКО. Прирост дебитов газа по обработанным скважинам (в тыс. м³/сут.) составлял несколько десятков.

Основной кислотой, используемой при кислотной обработке пласта, является соляная кислота (HCl). Она эффективно воздействует на карбонат кальция или магния, образуя растворимые и легко удаляемые хлориды. Соляная кислота – дешевая и недефицитная. Используют также уксусную, муравьиную и другие кислоты. В кислотные растворы вводят различные присадки: ингибиторы коррозии, комплексирующие агенты, присадки для уменьшения поверхностного натяжения, замедления реакции, рассеивания и т.д.

Используют различные виды обработок: обычные и массированные КО, кислотные ванны под давлением, термохимические и термокислотные обработки, пенокислотные обработки, спиртокислотные обработки, а также направленные КО струйным способом. Основное назначение соляно-кислотных обработок заключается в увеличении проницаемости коллектора в обрабатываемой зоне за счет увеличения объема пустотного пространства в породе при взаимодействии ее с кислотой. Различные модификации КО различаются направленностью своего воздействия и имеют свои преимущества и недостатки. Эффективность любого вида кислотных обработок скважины определяется глубиной проникновения кислоты в пласт в активном состоянии (скоростью реакции кислоты с породой), полнотой удаления из призабойной зоны и скважины жидкостей (продуктов реакции кислоты, конденсата, фильтрата бурового раствора), глинистых загрязнений и др.

1.4 Стандартные кислотные обработки

Основное назначение стандартных (обычных) кислотных обработок заключается в очистке и расширении пор коллектора в призабойной зоне пласта или трещин и микротрещин в породе.

Таким образом, восстанавливается ухудшенная проницаемость в обработанной зоне, а в некоторых случаях даже увеличивается первоначальное значение. Закачивается в пласт кислотный раствор при давлениях нагнетания меньших, чем давление гидроразрыва породы пласта.

1.4.1 Основные виды стандартных кислотных обработок

Традиционная технология работ при осуществлении кислотной обработки следующая: скважину очищают и заполняют нефтью или водой (соленой или пресной) с присадкой 0,1-0,3 % поверхностно-активного вещества. На поверхности готовят кислотный раствор с добавками необходимых компонентов, последовательность введения которых устанавливают преимущественно по данным лабораторных исследований. Кислотный раствор закачивают в насосно-компрессорные трубы при открытой за движке на затрубном пространстве скважины. Когда он достигает интервала перфорации скважины, закрывают упомянутый вентиль и закачивают кислотный раствор по трубам до тех пор, пока он не проникнет в продуктивный пласт, причем на последнем этапе раствор продавливают нефтью или водой с присадкой 0,1-0,3% поверхностно-активного вещества. Выдерживают скважину в течение нескольких часов (до 6 ч) для реакции кислоты с породой, затем раствор удаляют и скважину вводят в эксплуатацию.

Наиболее широкое распространение стандартные кислотные обработки получили с использованием 8-15%-ных водных растворов соляной кислоты с добавлением ингибитора для снижения коррозии металлического оборудования и труб скважины. Три компонента (HCl, вода и ингибитор коррозии) составляют так называемый обычный кислотный состав для обработки скважин. Чтобы избежать вторичного выпадения осадков в пласте (таких как гидроокись железа и алюминия), в кислотный раствор вводят стабилизатор, в качестве которого применяют органические кислоты: уксусную, лимонную, молочную или глюконовую. Другим вариантом борьбы с вторичными отложениями является использование органической кислоты вместо соляной, рекомендуют с этой целью многофункциональную кислоту, называемую МБА. Кислотный раствор типа МБА можно применять и для устранения блокировок пластовой водой или эмульсией и др.

Соляная кислота взаимодействует с известняками (вступая в реакцию с карбонатом кальция) и доломитами (реагируя с карбонатами кальция и магния). Образующиеся продукты реакции можно удалять из пласта одновременно с раствором прореагировавшей кислоты, так как хлориды кальция и магния растворимы в воде, а двуокись углерода - газ. В том случае, когда скважины вскрывают пласты, представленные песками или песчаниками с глинистыми прослоями или без них, соляная кислота может растворять известковый цемент и другие компоненты, такие как окислы железа и алюминия, содержащиеся в породе.

1.4.2 Факторы, определяющие эффективность кислотных обработок

Эффективность КО газовых и газоконденсатных скважин определяется многими факторами. В первую очередь, эффективность обработок зависит от правильного выбора состава рабочего агента (типа кислотного раствора, различных присадок и компонентов) и концентрации кислотного раствора. К основным факторам, определяющим процесс воздействия, можно отнести также объем нагнетаемого при обработке кислотного раствора, коллекторские свойства пластов, а также тип и количество ранее проведенных по скважине обработок. Учесть все многообразие факторов, действующих в промышленных условиях, практически невозможно, и поэтому выбор всех основных параметров обработки производится для конкретных условий эксплуатации скважин. При этом следует руководствоваться некоторыми общими принципами и подходами к проведению операций по обработке пласта, которые можно рассмотреть на примере КО по ряду нефтяных и газоконденсатных месторождений.

Огромный опыт кислотных обработок скважин накоплен у нас в стране. Практически на каждом газовом и газоконденсатном месторождении интенсификация добычи углеводородов проводилась с использованием этого вида воздействия. Рассмотрим обработку скважин Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), Астраханского

газоконденсатного месторождения (ГКМ) и Вуктыльского НГКМ. Выбор этих месторождений для анализа обусловлен двумя основными причинами: во-первых, эти месторождения характеризуются очень сложным строением продуктивных пластов и разнообразными условиями для проведения КО, во-вторых, именно на этих месторождениях осуществлялись различные типы КО.

Астраханское ГКМ приурочено к отложениям среднего карбона. Залежь массивная, коллектор представлен органогенно-обломочным известняками порового, порово-кавернозного и трещиноватого типа. Глубина залегания залежи более 4000 м. для залежи характерны высокие начальные пластовые давления (63 МПа). Пластовая смесь представляет собой недонасыщенную газоконденсатную систему с содержанием кислых компонентов до 40%. Продуктивный пласт характеризуется сильной неоднородностью коллекторских свойств и значительными толщинами, для эксплуатационного фонда скважин характерно неравномерное распределение скважин по дебитам, с преобладанием скважин с низкой продуктивностью.

1.4.3 Поинтервальные кислотные обработки

Практика геофизических исследований показывает, что осваивается, в большинстве случаев, менее половины толщины вскрытой продуктивной толщи пластов. Поэтому при значительных толщинах продуктивных горизонтов высокоэффективными являются поинтервальные кислотные обработки, предназначенные для избирательного воздействия на отдельные интервалы пласта. Они позволяют, как правило, осуществить более глубокую закачку кислоты в освоенные интервалы продуктивной толщи. Поинтервальные кислотные обработки пластов могут производиться с использованием различных схем компоновки подземного оборудования скважин. При этом необходимо выполнять основной принцип поинтервальной обработки, заключающийся в надежном перекрытии необрабатываемых зон пласта и подаче нагнетаемого объема реагента (кислоты) в заданный интервал горизонта.

В качестве одной из традиционных схем поинтервальных кислотных обработок можно рассмотреть схему с размещением оборудования на подпакерном хвостовике, используемую в свое время на Оренбургском ГКМ. Эта схема подробно описана во «Временной инструкции по поинтервальной обработке пласта при освоении и эксплуатации скважин Оренбургского ГКМ», выпущенной ВНИИГАЗом (1976 г). По данной схеме, с целью повышения надежности и эффективности поинтервальных обработок, подпакерный хвостовик лифтовых труб оборудуется циркуляционным клапаном, устанавливаемым на расстоянии, равном длине одной-двух труб под пакером, а башмак хвостовика комплектуется посадочным ниппелем под глухую пробку. Поинтервальные обработки проводят по следующей схеме: при закрытом подпакерном циркуляционном клапане и снятой глухой пробке закачивается эмульсия в объеме, достаточном для перекрытия нижнего (необрабатываемого) объекта; открывается подпакерный циркуляционный клапан; закачиваются буферная жидкость (вода, водный раствор хлористого кальция) в объеме подпакерного хвостовика и раствор кислоты в заданном объеме (2-3 м на 1 м эффективной мощности), затем закрывается циркуляционный клапан, закачивается эмульсия в объеме растворенной породы и обрабатывается следующий интервал. Нижний интервал обрабатывается в последнюю очередь после продувки скважины.

1.4.4 Направленные кислотные обработки

Разновидностями кислотных обработок пласта являются направленные обработки с использованием кислотных струй. Этот вид кислотной обработки предназначен, как правило, для селективной и более глубокой обработки отдельных интервалов пласта. В некоторых случаях поинтервальная кислотная обработка пласта может оказаться неэффективной по ряду причин. К при меру, при герметичной закупорке пор и трещин глинистым или цементным раствором поинтервальная обработка определенного интервала пласта может

сопровождаться поглощением пакерующей жидкости в совершенно другом, не запланированном, интервале пласта. Это вполне возможно в том случае, когда для разрушения герметичности кольматирующей корки в подлежащем обработке интервале пласта требуется большая величина репрессии, чем это требуется для раскрытия трещин или нарушения в других его зонах. При направленных кислотных обработках сообщение таких интервалов со стволом скважины и последующее воздействие на коллектор в призабойной зоне скважины обеспечивается высоконапорными струями кислоты. После разрушения кольматирующей корки кислота фильтруется в поровую среду под давлением скоростного напора струи. Непосредственно у стенок скважины обеспечивается также дополнительное механическое воздействие на породу высоконапорной струей кислоты.

В настоящее время существуют различные технологии направленных кислотных обработок пласта. Соответственно используются и различные схемы устьевого и подземного оборудования скважины при ее обработке. В качестве примера одного из видов компоновки забойного оборудования при направленной обработке струйным способом можно привести схему компоновки подземного оборудования при воздействии на скважины Оренбургского ГКМ.

1.4.5 Пенокислотные обработки

Пенокислотные обработки пластов (ПКО) заключаются в нагнетании в пласт пенокислотных смесей. Основное преимущество пенокислотных обработок пластов по сравнению с другими видами кислотных обработок заключается в значительном охвате пласта воздействием по его толщине и глубине. Нагнетание в пласт пенных систем приводит к выравниванию фронта реагента в неоднородном коллекторе за счет временной закупорки пенами высокопроницаемых зон и пропластков пласта, а замедление скорости растворения карбонатного материала в кислотной пене позволяет увеличить глубину проникновения раствора в пласт. Основными компонентами рабочих

растворов при осуществлении ПКО являются кислота и пенообразующий реагент. В качестве пенообразующих реагентов в подавляющем большинстве случаев используются различные поверхностно-активные вещества (ПАВ).

1.4.6 Спиртокислотные и спирто-пенокислотные обработки

Спиртокислотные обработки (ССКО) пластов в основном используются для неоднородных пластов с низкой проницаемостью. Эффективность обработки пластов растворами HCl возрастает при добавлении в состав раствора спирта вследствие того, что он так же, как и поверхностно-активные агенты, снижает межфазное натяжение рабочей жидкости, создавая благоприятные предпосылки для более легкого проникновения раствора в пласт и для более полного удаления отработанного раствора из пласта. Эффект от присутствия спирта еще больше повышается в пластах, содержащих глины, которые могут мигрировать в виде тонких частиц, создавая опасность закупоривания каналов в пористой среде, а также в песчаниках с низким содержанием карбонатов. Кроме способности снижать межфазное натяжение спирт имеет высокую упругость паров, которая придает ему повышенную летучесть и препятствует адсорбции на породах. Эти свойства позволяют эффективно применять спирт при обработке газовых и газоконденсатных скважин. Повышенная летучесть спирта и соответственно раствора, который его содержит, способствует испарению и удалению жидкой фазы из пор пласта. Таким образом, в обрабатываемой зоне пласта уменьшается насыщенность жидкостью, отфильтровавшейся во время предыдущей обработки или из бурового раствора. Следовательно, относительная проницаемость для газа растет, что улучшает приток газа из пласта в скважину.

1.5 Составы растворов для кислотной обработки

К базовым реагентам, используемым при кислотном воздействии, относятся соляная (хлористоводородная HCl) и плавиковая

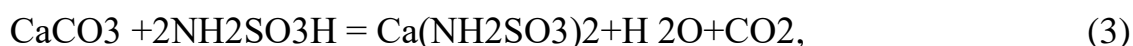
(фтористоводородная HF) кислоты. При освоении скважин и интенсификации притоков и закачки применяют также другие органические и неорганические кислоты и их смеси: уксусную CH_3COOH , сульфаминовую $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$, серную H_2SO_4 , глинокислоту ($\text{HCl}+\text{HF}$) и т.п.

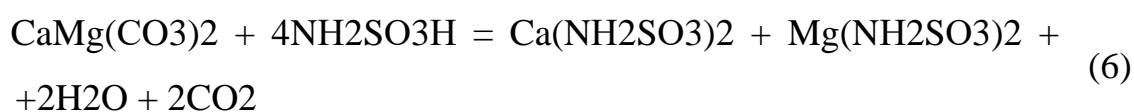
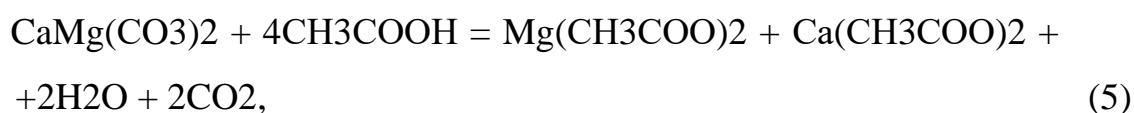
Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфаты, соединения железа и другие), предпочтительно обрабатывать соляной кислотой. Вместе с тем соляная кислота без добавок используется сравнительно редко, а на практике применяют композиции кислотных растворов специальными присадками.

Рабочую концентрацию солянокислотного состава определяют с учетом растворяющей способности и скоростей растворения и нейтрализации кислоты в составе, коррозионной активности; свойства, способности образовывать осадки при смешивании с пластовой водой и величины пластового

С увеличением концентрации соляной кислоты растворяющая ее способность повышается, в то же время скорость растворения при концентрациях более 22 % снижается. Возрастают с концентрации кислоты и коррозионная активность, и эмульгирующее свойство, а также вероятность выпадения солей в воде при смешивании кислоты с пластовой водой. Оптимальная концентрация соляной кислоты принимается равной 10-16%.

Реакция взаимодействия соляной, уксусной и кислот с основными разностями карбонатного коллектора ходит соответственно по схемам:





Химический состав породы определяюще влияет на выбор реагента и его компонентов.

Сульфат- и железосодержащие карбонатные коллекторы предпочтительно обрабатывать уксусной и сульфаминовой кислотами. При обработках сульфатсодержащих карбонатных коллекторов растворами соляной кислоты следует в кислотные составы вводить присадки хлористого кальция или поваренной соли, а также сульфатов калия и магния. Эти присадки снижают скорость растворения сульфатсодержащих коллекторов и предупреждают выпадение в осадок гипса или безводного сернокислого кальция. Их массовое содержание в растворе составляют (в %) соответственно:

- поваренная соль 6-7
- хлористый кальций 5-10
- сульфат калия или магния 3-4

В указанных целях желательно использовать пластовую воду хлоркальциевого типа плотностью не менее 1,18 г/см³, разбавляя ее концентрированную соляную кислоту до принятой концентрации.

Ангидриды предпочтительно обрабатывать солянокислотными растворами с массовым содержанием 6-10 % азотнокислого калия.

При обработке железосодержащих карбонатных коллекторов растворами соляной кислоты осадкообразование предупреждается присадкой в раствор уксусной или лимонной кислот, массовая доля которых соответственно составляет 3-5 % и 2-3 %.

На терригенные коллекторы воздействуют смесью соляной и плавиковой кислот.

Взаимодействие плавиковой кислоты с силикатными материалами, кварцем и каолином терригенного коллектора происходит по следующим реакциям:



Реакция с кварцем протекает медленно. Наиболее бурно реагирует плавиковая кислота с алюмосиликатами (например, каолином и другими). К объектам воздействия плавиковой кислоты относятся цементирующие силикатные разности – аморфная кремнекислота, глины и аргиллиты.

Образовавшийся в результате реакции плавиковой кислоты и терригенной породы фтористый кремний, реагируя с водой, в свою очередь образует гидрат окиси кремния, который по мере снижения кислотности раствора превращается из золя в студнеобразный гель, запечатывающий поровое пространство. Для предупреждения образования в поровом пространстве геля кремниевой кислоты плавиковая кислота при обработке терригенных коллекторов применяется только в смеси с соляной. Соляная кислота здесь обеспечивает повышенную кислотность среды и предотвращает образование геля из гидрата окиси кремния, так как не реагирует с соединениями кремния.

Взаимодействие плавиковой кислоты с цементирующими материалами и породой иногда сопровождается разрушением структуры зоны. и разрушение терригенного коллектора в зоне обработки кислотой предупреждается подбором концентраций HF в смеси кислот и удельного расхода смеси. Оптимальным считают содержание в смеси 3-5 % HF и 8-10 % HCl. Удельный объем для первичных обработок ограничивается 0,3-0,4 м³ на 1 м обрабатываемой толщины пласта.

При взаимодействии кислоты с разностями породы или цементирующего материала образуются нерастворимые фтористые соединения кальция и магния,

поэтому при содержании в терригенной породе более 2 % сначала проводят обработку призабойной на глубину простирания, равную или большую, чем при воздействии, с концентрацией соляной кислоты на 2-4 % выше, чем в смеси с плавиковой.

Температурный режим пластов обуславливает скорость кислот с породой, а повышенные температуры (более 60 °С) определяют требование по применению для обработок реагентов и составов с замедленными сроками нейтрализации, что повышает охват пластов обработкой по его простиранию.

Наибольший эффект замедления скорости нейтрализации обеспечивает применение кислотных эмульсий с регулируемым: сроком стабильности, в которых кислота представляет дисперсную фазу, а дисперсионную среду – нефть или нефтепродукты. Они обволакивают капли кислоты и предотвращают ее действие с породой и металлом нефтепромыслового оборудования на период стабильности. Эмульсии, являясь составами, повышают и охват воздействием по толщине пласта. Их проникающая способность определяется степенью дисперсности, но вместе с тем область применения эмульсий вследствие вязкости ограничивается, в основном, трещиноватыми и трещиновато-пористыми коллекторами. Такие эмульсии имеют следующий состав: 50-70 % кислотного раствора и 30-50 % нефть. В эмульсии добавляют присадки – эмульгаторы и другие ПАВ, регулирующие их стабильность, дисперсность и сроки разрушения.

Для увеличения времени нейтрализации соляной кислоты в качестве замедлителя используют хлористый кальций, с вводом которого в раствор замедляется реакция. С увеличением концентрации хлористого кальция возрастают вязкость и плотность раствора, в результате также снижается скорость нейтрализации кислотного раствора, затворенного на хлористом кальции или пластовой воде хлоркальциевого типа плотностью 1,18 г/см³ и выше. Суммарный эффект замедления скорости нейтрализации при этом достигает 2,5 раза.

Смеси сильных и слабых кислот нейтрализуются медленнее, чем раствор сильной кислоты такой же концентрации. При этом сильная кислота в растворе со слабыми кислотами подавляет их диссоциацию, на чем основано замедленное вступление в реакцию молекул слабой кислоты, так как ее молекулы, не подвергшиеся диссоциации, не реагируют с породой практически до полной нейтрализации сильной кислоты. В качестве присадок к сильным кислотам используют органические кислоты – уксусную и лимонную. Скорость нейтрализации составов замедляется в 4,5 раза при добавке 3-5 % уксусной кислоты или 2-3 % лимонной.

Еще медленнее нейтрализуются растворы уксусной кислоты, так как имеют малую степень диссоциации. В стадии опытно-промышленных работ для повышения производительности скважин и их освоения находят применение оксидат – продукт жидкофазного окисления углеводородов, содержащий в своем составе уксусную и другие органические кислоты, растворители и воду.

При температурах 115-165 °С для увеличения глубины охвата по простиранию пористых пластов низкой проницаемости применяют концентрированную соляную кислоту (25-35 % HCl), ингибированную реагентом В-2. Снижение скорости нейтрализации при использовании концентрированной соляной кислоты объясняется уменьшением диссоциации при содержании хлористого водорода более 22 %.

Тип коллектора и гидродинамические характеристики скважины в призабойной и удаленной зонах определяют требования к реологическим характеристикам и проникающей способности рабочих жидкостей. В трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах предпочтительно использовать вязкие и вязкоупругие системы – кислотные эмульсии и пены, а также загущенные кислотные составы. Применение этих реагентов повышает охват пласта по простиранию и по толщине, так как при их продвижении в трещинах создаются значительные сопротивления, а рост давления способствует проникновению кислот в поры и микротрещины.

Замедление взаимодействия кислоты с карбонатной породой в пенах обусловлено прилипанием газовых или воздушных пузырьков к поверхности породы. Прилипшие пузырьки уменьшают доступ кислоты к породе, вследствие чего снижается скорость ее нейтрализации и увеличивается охват обрабатываемой зоны. ПАВ, вводимое в пены, помимо того, что само адсорбируется на породе, предупреждает также коалесценцию пузырьков, создавая условия для их прилипания к породе. В нейтрализованном растворе оно снижает межфазное натяжение и тем самым улучшает вынос отработанного раствора продуктами реакции из зоны обработки. Пены, являясь структурированными упругими системами, характеризуются наличием начального градиента давления, что благоприятно для их применения с целью повышения охвата воздействием по толщине пласта. Вместе с тем применение кислотных пен пока что ограничивается температурным режимом обработки, пеногасящими свойствами нефтей и содержанием в воде хлоридов. При содержании в воде хлоридов 5 % и более и температурах 60-85 °С устойчивость пен мала. В условиях фильтрации через пористые среды при наличии слоя нефти над пеной она разрушается. В силу указанных свойств пен их желательно применять в трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах при невысоких пластовых давлениях и в водоагнетательных скважинах.

Кислота, загущенная 0,3-0,5 % карбоксиметилцеллюлозой (КМЦ), имеет вязкость до 20 мПа•с, что снижает скорость нейтрализации. Кроме того, КМЦ, адсорбируясь на породе, уменьшает площадь контакта кислоты с породой, а также снижает скорость ее нейтрализации. Совокупное действие указанных факторов приводит к увеличению глубины обработок, а создаваемые сопротивления при движении загущенной кислоты способствуют увеличению охвата пласта по толщине. Вместе с тем КМЦ марок 500 и 600 подвергаются деструкции при температуре 60 °С.

В пористых коллекторах низкой проницаемости и при загрязнении призабойной зоны минеральной взвесью лучше использовать кислотные составы повышенной проникающей способности, к которым относят газированные

кислоты и кислоту улучшенной фильтруемости. Газированные кислоты по содержанию в них газовой фазы подразделяются на газированные жидкости и аэрозоли, при этом в аэрозолях преобладает газовая фаза, а в газированной кислоте – жидкая. По мере насыщения газа парами кислоты ее проникающая способность возрастает, так как снижается поверхностное натяжение на границе с породой. Поэтому кислотные золи проникают в самые мельчайшие трещины и поровые каналы, куда кислоты и водные растворы не способны попасть из-за противодействия капиллярных сил. Газовой фазой в газированных кислотах служат воздух, азот и углекислый газ. Применение азота снижает коррозионную активность и взрывобезопасность, а углекислого газа повышает растворяющую способность системы.

Кислоты, используемые для освоения скважин и повышения их производительности, представляют по отношению к металлу коррозионно-активные среды. При 20°C и концентрации кислот 10 % скорость коррозии стали марки Ст. 3 в них составляет (г/(м²•ч)):

- соляная кислота	7,0
- уксусная кислота .	2,97
- сульфаминовая кислота	2,18
- глинокислота (10 % HCl + 5 % HF)	43,1

С увеличением концентрации кислоты и температуры коррозионная активность кислот по стали возрастает. Для защиты металла наземного и подземного оборудования, фильтра скважин, обсадных и насосно-компрессорных труб от кислотной коррозии используют ингибиторы. В частности, для соляной и глинокислоты ингибиторами служат формалин, катапин, уротропин, уникол, ингибиторы В-1 и В-2 и др. К реагентам, используемым в качестве ингибиторов коррозии, предъявляют следующие требования:

- эффективность ингибитора должна обеспечивать снижение скорости коррозии металла в 25 раз и более при малых концентрациях и невысокой стоимости;

- растворимость в используемых кислотах должна быть хорошей; допускается только слабая замутненность раствора, заметно не отражающаяся на его фильтрации;

- после нейтрализации кислоты карбонатами ингибитор не должен выпадать в осадок (высаливаться);

- ингибитор или композиционные добавки, входящие в его состав, не должны образовывать осадков с продуктами реакции.

Кислотное воздействие разделяют на следующие виды: кислотные ванны, внутрипластовые и поинтервальные кислотные обработки, кислотный гидроразрыв пласта или кислотные обработки при высоком давлении, кислотно-гидромониторное и термокислотное воздействия.

Кислотные ванны целесообразны при первичном освоении скважин в период ввода их в эксплуатацию или в процессе эксплуатации для удаления с фильтра загрязняющих кислоторастворимых материалов. Кислотные ванны предпочтительно применять для очистки необсаженных фильтров скважин. Для обработки скважин, фильтр которых перекрыт обсадными трубами, используют кислотные составы пониженной коррозионной активности. Потребное количество кислотного раствора на кислотную ванну равно объему ствола скважины в интервале обработки.

1.6 Кислотный состав для обработки карбонатных коллекторов

Предлагаемый кислотный состав предназначен для кислотной обработки в карбонатных коллекторах как нефтедобывающих, так и нагнетательных скважин. Химические добавки, входящие в состав (ингибитор коррозии, стабилизатор железа, деэмульгатор, диспергатор) позволяют исключить влияние отрицательных факторов, имеющих место при СКО, и тем самым повысить эффективность и успешность кислотных обработок.

В качестве основы используются раствор соляной кислоты, отвечающий ГОСТ 857-95, и химических добавок, представляющих собой смесь

поверхностно-активных веществ в строго определенном соотношении (подбираются путем лабораторного тестирования для каждой скважины).

Кислотный состав предназначен для проведения работ по интенсификации притока нефти из продуктивного пласта нефтедобывающих скважин, и увеличения приемистости нагнетательных скважин, в карбонатных коллекторах путем кислотной обработки.

Для снижения скорости реакции с породой в кислотный состав дополнительно может быть введен полимерный загеливатель который играет роль замедлителя реакции и обладает в зависимости от загрузки реагента в 10-100 раз меньшей скоростью реакции по сравнению с составами, не содержащими замедлителей, а также повышенной стабилизирующей способностью в отношении ионов железа. Применение состава позволяет увеличить радиус охвата пласта кислотным воздействием и эффективно предотвратить выпадение железосодержащих вторичных осадков в течение всего времени реакции кислотного состава с породой, а также после его нейтрализации. Кислотный состав совместим с нефтями и удаляет связанную воду из ПЗП, что способствует более эффективному восстановлению ее проницаемости и имеет высокую диспергирующую способность в отношении АСПО.

Кислотный состав обладает следующими преимуществами по сравнению с соляной кислотой:

- высокая проникающая способность в поровое пространство нефтенасыщенной части пласта вследствие низкого (менее 0,03 мН/м) межфазного натяжения (σ) на границе состав/нефть.

- эффективное предотвращение образования стойких высоковязких эмульсий, приводивших к осложнениям при освоении скважин после обработки соляной кислотой вплоть до отсутствия притока нефти. При использовании данного кислотного состава нефтекислотные эмульсии не образуются даже при наличии минерализованной воды с плотностью 1,18-1,19 г/см³ и продуктов реакции соляной кислоты с карбонатной породой. После отстаивания нефть имеет те же параметры, что и до обработки ее кислотным составом.

1.7 Кислотный состав на основе углеводородных гидрофобных эмульсий

Предлагаемый состав для кислотной обработки скважин с карбонатными и терригенными коллекторами представляет собой стабильную кислотно-ароматическую эмульсию (обратного типа) с контролируемыми показателями вязкости, позволяющими повысить эффективность и успешность ОПЗП нагнетательных скважин, в которые осуществляется закачка сточных и подтоварных вод и добывающих скважин, осложненных отложениями АСПО, а также в условиях вязких нефтей.

В кислотный состав на основе углеводородных гидрофобных эмульсий входит:

- ингибированная соляная кислота (или глинокислота);
- химические реагенты – эмульгаторы, стабилизаторы, позволяющие создавать стабильные кислотно-ароматические эмульсии (углеводородная фаза снаружи/кислота внутри);
- углеводородная фаза (представляет собой растворитель АСПО).

В составе кислотно-ароматической эмульсии содержится эффективный растворитель АСПО в сочетании со стабилизирующими и поверхностно-активными добавками, придающими реагенту высокие отмывающие и отклоняющие свойства.

Кислотно-ароматическая эмульсия (обратного типа) применяется:

- с целью освоения скважин и интенсификации притока нефти из продуктивного пласта нефтедобывающих скважин с карбонатными и терригенными коллекторами как при низких, так и при высоких пластовых температурах за счет очистки ПЗП от кольматантов и повышения проницаемости коллектора в процессе растворения компонентов пород кислотным составом.
- с целью восстановления и повышения приемистости нагнетательных скважин, эксплуатируемых закачкой сточных и подтоварных вод, а также при переводе под закачку воды из добывающего фонда.

Область применения состава:

- скважины, эксплуатирующие залежи высоковязких нефтей.
- скважины, в которых предполагается выпадение АСПО в призабойной зоне.
- скважины, на которых планируется перевод под нагнетание воды или новые нагнетательные скважины, пробуренные внутри контура нефтеносности.
- скважины, в которые осуществляется закачка подтоварных вод.

Кислотно-ароматическая эмульсия с добавкой фторсодержащих кислот может использоваться при обработках добывающих скважин с терригенными коллекторами и при переводе таких скважин под нагнетание воды.

В скважинах, где наблюдаются отложения АСПО на нефтепромысловом оборудовании, кислотные обработки должны проводиться после предварительной депарафинизации насосно-компрессорных труб (НКТ).

Для кислотных обработок кислотно-ароматической эмульсией рекомендуются скважины с обводненностью добываемой продукции не более 50 %. При большей обводненности продукции перед воздействием состава необходимо проведение работ по ограничению водопритоков или временному отключению высокопроницаемых интервалов для предотвращения увеличения обводненности.

В скважинах, предназначенных для проведения кислотных обработок, должны отсутствовать заколонные перетоки, негерметичность колонны, осадки на забое должны быть удалены путем промывки.

При расстоянии между зоной водонефтяного контакта (ВНК) и интервалом перфорации менее 5 м условием проведения кислотных обработок должен быть удовлетворительный контакт цементного камня с колонной и породой от зоны ВНК до перфорации. При расстоянии между ВНК и интервалом перфорации менее 5 м при некачественном цементном камне кислотные обработки добывающих скважин эмульсионным кислотным составом должны проводиться при давлении не более 25 атм. на 1 м перемычки.

1.8 Кислотный состав для обработки терригенных коллекторов

Кислотный состав для обработки терригенных коллекторов предназначен для увеличения продуктивности добывающих и нагнетательных скважин в терригенных коллекторах путем глинокислотной обработки.

Кислотный состав представляют собой водный раствор смеси соляной и плавиковой (фтористоводородной) кислот с химическими добавками, содержащими поверхностно-активные вещества в строго определенном соотношении (подбираются путем лабораторного тестирования для каждой скважины).

Кислотный состав для терригенных коллекторов обладает следующим преимуществами по сравнению со смесью кислот соляной и плавиковой.

- замедленная реакция кислотного состава для обработки терригенных коллекторов предотвращает образование выпадения осадка АСПО за забоем при смешивании кислотного состава с нефтью.

- высокая проникающая способность в поровое пространство нефтенасыщенной части пласта вследствие низкого межфазного натяжения на границе «кислотный состав-нефть».

- эффективное предотвращение образования стойких высоковязких эмульсий нефти с растворами кислот, которые могут приводить к осложнениям при освоении скважин после кислотной обработки.

- регламентированное содержание соляной, плавиковой кислоты и поверхностно-активных компонентов, необходимое для достижения положительных результатов.

Допускается приготовление кислотного раствора на базе производственного обслуживания. Для этого необходимо набрать в емкость необходимое количество воды, прилить в нее расчетное количество концентрированной соляной и фтористоводородной кислоты, добавить химические реагенты (количество хим. реагентов подбирается путем

лабораторного тестирования). Все перемешивается насосным агрегатом до однородной смеси (1,5-2 объема приготовленной кислотной композиции).

Порядок ведения работ на скважине аналогичен тому, что проводится с кислотным составом для обработки карбонатных коллекторов.

1.9 Высоковязкий кислотный состав на основе безполимерного загеливателя

Предлагаемый кислотный состав на основе ПАВ является уникальным кислотным высоковязким составом для скважин с температурой до 75 °С как для терригенных, так и для карбонатных пластов. Имея небольшую начальную вязкость при проведении обработки, при процессе реагирования состава с породой карбонатного коллектора происходит увеличение вязкости загеленной кислотной композиции.

В качестве основы используются раствор соляной кислоты отвечающий ГОСТ 857-95 и химических добавок (ингибитор коррозии, стабилизатор железа, безполимерный загеливатель) в строго определенном соотношении (подбираются путем лабораторного тестирования для каждой скважины).

Кислотный состав предназначен для проведения работ по интенсификации притока нефти из продуктивного пласта нефтедобывающих скважин как с карбонатными, так и терригенными коллекторами.

Благодаря высокой вязкости кислотного состава скорость реакции с породой в 10-100 раз меньше чем скорость реагирования кислоты, что позволяет обрабатывать ранее не обработанные интервалы и производить очистку ПЗП от кольматантов в процессе растворения компонентов пород кислотным составом.

Кислотный состав обладает следующими преимуществами по сравнению с соляной кислотой:

- эффективно отклоняет кислоту от ранее обработанных интервалов
- позволяет создать положительное давление при закачке кислотных составов

- улучшенный зональный охват
- отсутствует остаточное загрязнение коллектора
- легкое извлечение флюида и очистка скважины
- не содержит твердую фазу и полимеры
- регулирование вязкости в широком диапазоне
- уменьшение вязкости при контакте с углеводородами
- после обработки на породе сорбируются ПАВ, способные диспергировать и препятствовать отложению АСПО.

Порядок ведения работ на скважине аналогичен тому, что проводится с кислотным составом для обработки карбонатных коллекторов.

2 Экспериментальная часть и анализ результатов

2.1 Керновый материал, флюиды и реагенты

2.1.1 Керновый материал

2.1.1.1 Отбор образцов

Для выполнения работ заказчиком были переданы куски полноразмерного керна согласно ведомости отбора, представленной в таблице 1.

Таблица 1 – Ведомость отбора кернового материала

Месторождение	№ скв.	Глубина, м	Элементный состав				
			О	С	Si	Mg	Ca
Куюмбинское	232	2558.65	52,1	12,1	3,03	12,3	20,3

На керновом материале, предназначенном для определения растворимости и скорости реакции был определен минералогический и элементный состав методом рентгенофазового анализа (РФА).

2.1.1.2 Определение минералогического состава

Для определения минералогического состава керна, был проведён рентгенофазовый анализ. Съёмка рентгенограмм осуществлялась на автоматизированном рентгеновском дифрактометрическом оборудовании фирмы ShimadzuXRD-6000 (излучение CuK_α). РФА проводился с использованием информационно-поисковой системы рентгенофазовой идентификации материалов (ИПС ФИ), совмещающей качественный и полуколичественный (по методу «корундовых чисел») анализ. Результаты анализа поступают на ЭВМ; для обработки и интерпретации спектрограмм используются специальные программные средства со встроенной библиотекой эталонных минералов.

Керн для приготовления порошкового препарата тщательно растирают в агатовой ступке до состояния тонкой пудры (оптимальный размер зерен 5-40 мкм). В измельченную пробу добавляют 2-3 капли связующего раствора клея БФ-6 (5 %-ный раствор на этиловом спирте), пробу тщательно перемешивают и помещают в стандартную кювету. Пробу придавливают стеклянной пластинкой таким образом, чтобы поверхность порошка была ровной и совпадала с верхним краем кюветы.

Чтобы избежать текстурирования кристаллитов по плоскостям спайности, поверхность пробы в кювете срезают стеклом или острым ножом, чтобы проба была дезинтегрированной. После высыхания препарат готов к съёмке.

Полученный спектр обрабатывается на ЭВМ по методу сравнения с эталонной картотекой образцов. Результатом является полуколичественный состав минералов, находящихся в исследуемом керне

Данные минералогического состава приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты определения минералогического состава образцов

Параметр	Значение
№ скв.	232
Глубина, м	2558.71
Доломит	93,50
Кварц	6,50

2.1.2 Флюиды

Для проведения исследований были предоставлены следующие флюиды:

- нефть куюмбинского месторождения;
- пластовая вода Куюмбинского месторождения;
- кислота соляная 32 %, техническая.

2.1.3 Реагенты для кислотных обработок

Для проведения исследований были предоставлены реагенты, добавляемые в кислотный раствор на промысле в соответствующих количествах:

- диспергатор AS-DI – 0,1 %;
- стабилизатор железа AS-IR – 1 %;
- деэмульгатор AS-DA – 0,5 %;
- ингибитор коррозии AS-CO – 0,1 %;

2.2 Краткое описание используемых реагентов

Диспергатор AS-DI (противоосадочный агент) выполняет функции искусственного стабилизатора коллоидных растворов с целью предотвращения образования нерастворимых отложений, что является результатом коагулирования нестабильных коллоидных веществ, на границе раздела между

сырой нефтью и кислотой. AS-DI препятствует выпадению присутствующих в нефти парафинов и асфальтенов.

Стабилизатор железа AS-IR преобразует активную форму ионизированного железа Fe^{+3} до неактивной формы Fe^{+2} предотвращая воздействие, оказываемое железом на пластовый флюид.

Деэмульгатор AS-DA представляет собой композицию из неионогенных ПАВ в смеси ароматических и спиртовых растворителей. Высокоэффективный деэмульгатор неионогенного типа AS-DA предназначен для разрушения кислотно-нефтяной (водно-нефтяной) эмульсии. Принцип работы деэмульгатора основан на разрушении поверхностной адсорбционной пленки и слиянию (коалесценции) капелек воды в более крупные капли.

Ингибитор коррозии AS-CO является сложным веществом, тормозящим коррозионные процессы металлов. Применяется как добавка к композициям и смесям для формирования устойчивых покрытий, замедляющих электродные процессы, и для изменения электрохимических свойств материалов. Позволяет значительно снизить скорость коррозии. Применяется в дозировке 1,5-2 л на 1 м³ кислотного состава.

2.3 Выбор кислот-претендентов

2.3.1 Рецептуры базового кислотного состава

Подбор рецептуры базового агента для кислотной обработки включал в себя следующие этапы:

- приготовление кислотного агента.
- исследование совместимости кислотного агента с пластовыми флюидами и буровым раствором на углеводородной основе. критерием совместимости является способность кислотных составов предотвращать образование эмульсий и осадков АСПО.

- исследование скорости растворения основных литологических разностей продуктивных пород.

- рентгенофазовый анализ выборочных образцов для определения химизма растворения, природы осадков.

- длительное выдерживание образцов в растворе, для определения неустойчивости раствора.

Все исследуемые кислотные составы проверялись на стабильность при воздействии длительной выдержки при пластовой температуре, то есть наличие признаков разделения фаз, изменения цвета, осадкообразования.

Этап приготовления кислотных агентов.

Учитывая опыт моделирования СКО в карбонатных коллекторах, специфику изучаемого объекта и требования заказчика была выбрана концентрация соляной кислоты в пределах 12...32 % и составлены модели кислотных композиций с добавлением базовых реагентов. Такими композициями стали рецептуры, приведённые в таблице 3.

Таблица 3 – Кислотные композиции

Состав кислотной композиции	Рецепт приготовления 1 литра композиции в лабораторных условиях
12%HCl + 0.1%AS-CO + + 1%AS-IR + 0.5%AS-DA + + 0.1%AS-DI+2000ppm Fe(III)	HCl – 342,1 мл; AS-CO – 1,06 г; AS-IR – 10,57 г; AS-DA – 5,27 г; AS-DI – 1,06 г; FeCl ₃ – 10,23 г
16%HCl + 0.1%AS-CO + + 1%AS-IR + 0.5%AS-DA + + 0.1%AS-DI+2000ppm Fe(III)	HCl – 464 мл; AS-CO – 1,08 г; AS-IR – 10,78 г; AS-DA – 5,39 г; AS-DI – 1,08 г; FeCl ₃ – 10,42 г
20%HCl + 0.1%AS-CO + + 1%AS-IR + 0.5%AS-DA + + 0.1%AS-DI+2000ppm Fe(III)	HCl – 592 мл; AS-CO – 1,10 г; AS-IR – 10,98 г; AS-DA – 5,49 г; AS-DI – 1,10 г; FeCl ₃ – 10,62 г

Окончание таблицы 3

Состав кислотной композиции	Рецепт приготовления 1 литра композиции в лабораторных условиях
24% HCl + 0.1% AS-CO + + 1% AS-IR + 0.5% AS-DA + + 0.1% AS-DI + 2000 ppm Fe(III)	HCl – 724 мл; AS-CO – 1,12 г; AS-IR – 11,19 г; AS-DA – 5,59 г; AS-DI – 1,12 г; FeCl ₃ – 10,82 г
28% HCl + 0.1% AS-CO + + 1% AS-IR + 0.5% AS-DA + + 0.1% AS-DI + 2000 ppm Fe(III)	HCl – 859,8 мл; AS-CO – 1,14 г; AS-IR – 11,39 г; AS-DA – 5,70 г; AS-DI – 1,14 г; FeCl ₃ – 11,03 г
32% HCl + 0.1% AS-CO + + 1% AS-IR + 0.5% AS-DA + + 0.1% AS-DI + 2000 ppm Fe(III)	HCl – 1000 мл; AS-CO – 1,16 г; AS-IR – 11,59 г; AS-DA – 5,80 г; AS-DI – 1,16 г; FeCl ₃ – 11,22 г

2.3.2 Определение совместимости кислотных композиций с пластовыми флюидами

Способность исследуемых составов предотвращать образование эмульсий с углеводородами определяется по объему водной и углеводородной фазы после перемешивания объемов пластового флюида (50 % нефти и 50 % пластовой воды) и кислотного состава в соотношениях 25 % флюида – 75 % кислотного состава, 50 % флюида – 50 % кислотного состава, 75 % флюида – 25 % кислотного состава в градуированной пробирке, выдержке в течение 30 мин при пластовой температуре и пропусканием содержимого пробирки через сито с размером ячеек 0,14 мм. В случае образования эмульсии или осадков, на сите остаются их следы.

Результаты тестирования показали полную совместимость всех кислотных композиций с пластовым флюидом для всех соотношений, то есть не наблюдалось выпадения АСПО и других осадков, эмульсии разделялись полностью в интервале 5 минут после перемешивания.

2.3.3 Определение скорости растворения породы

Исследование растворимости и скорости растворения проходит в два этапа:

- подготовительный этап:
 - а) приготовление рабочего раствора кислотной композиции;
 - б) подготовка проб (кубики или порошки породы);
 - в) контролируемая сушка проб в течение 5-8 часов до постоянного веса при температуре 110 °С;
 - г) взвешивание проб с точностью до 0,001 г.
- экспериментальный этап:
 - 1) кислотная композиция в количестве 30 мл наливается в тефлоновый стакан;
 - 2) проба помещается в кислотный раствор и выдерживается в течение 10, 30, 90 и 300 минут (каждый раз новая проба в один и тот же раствор). После истечения указанного времени проба промывается 3% раствором щелочи до полной нейтрализации. Затем проба промывается большим количеством воды, рыхлые участки удаляются;
 - 3) высушивание пробы до постоянного веса в сушильном шкафу при температуре 110-120 °С 5-8 часов. После этого проба охлаждается в эксикаторе с прокаленным хлористым кальцием и взвешивается;
 - 4) в раствор (после контакта первого образца) погружается следующий образец породы, затем следующий и т.д. Это позволяет наблюдать растворение породы по мере расходования кислоты.

Скорость растворения породы, в г/м²·мин рассчитывается по формуле:

$$V_p = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \Delta t}, \quad (9)$$

где m_1 - масса пробы до начала анализа, г;

m_2 - масса пробы после анализа, г;

S – площадь поверхности пробы, м²;

Δt - время контакта с кислотой, мин.

Также для определения скорости растворения породы дополнительно проводились процедуры для определения площади поверхности образцов относительно эталона с известным значением площади поверхности. Образцы и эталон обрабатываются составом, образующим на их поверхности тонкую плёнку, и взвешиваются до и после обработки. Площадь поверхности образца вычисляется из пропорции относительно приращения масс образца и эталона:

$$S_2 = S_1 \times \frac{\Delta G_2}{\Delta G_1}, \quad (10)$$

где S_1 – площадь поверхности измеряемого тела, м²;

S_2 – площадь поверхности эталона, м²;

ΔG_1 – приращение веса измеряемого тела после нанесения состава, г;

ΔG_2 – приращение веса эталона после нанесения состава, г.

Результаты исследования приводятся ниже в табличной и графической форме в таблице 4 и на рисунке 1.

Таблица 4 — Результаты проведения обработки и расчётные значения скорости растворения образцов керна

Концентрация кислоты	Время нахождения пробы в растворе, мин							
	10	30	90	300	10	30	90	300
	Масса пробы керна до/после обработки, г				Скорость растворения, г/(м ² •мин)			
12%	21,473	15,145	18,975	20,896	24,152	21,985	12,065	0,001
	21,046	13,979	17,056	20,896				
16%	19,801	19,462	21,348	19,317	29,567	31,652	15,660	0,001
	19,278	17,784	18,857	19,316				
20%	19,956	22,546	20,043	21,227	35,407	43,515	18,398	0,004
	19,330	20,239	17,117	21,225				
24%	22,665	18,953	21,900	17,345	46,872	49,600	20,371	0,029
	21,837	16,323	18,660	17,329				

Окончание таблицы 4

Концентрация кислоты	Время нахождения пробы в растворе, мин							
	10	30	90	300	10	30	90	300
	Масса пробы керна до/после обработки, г				Скорость растворения, г/(м ² •мин)			
28%	12,269	13,727	11,780	16,332	46,822	50,589	24,708	1,295
	11,523	10,782	7,865	15,513				
32%	20,021	14,128	22,861	18,141	44,639	52,586	25,662	0,655
	18,882	11,250	17,323	17,727				

На основании результатов теста был построен график. На рисунке 1, представленном ниже, видно, что максимум скорости растворения у растворов 16-32 % приходится на время реагирования 30-40 минут, в течение 2х часов, времени проведения стандартной КО, относительно высокие скорости растворения сохраняют растворы с концентрациями от 20 %. У Раствора с концентрацией 12 % скорость растворения изменяется незначительно с начала обработки, он подходит для проведения кислотных ванн без форсированной продавки раствора в пласт.

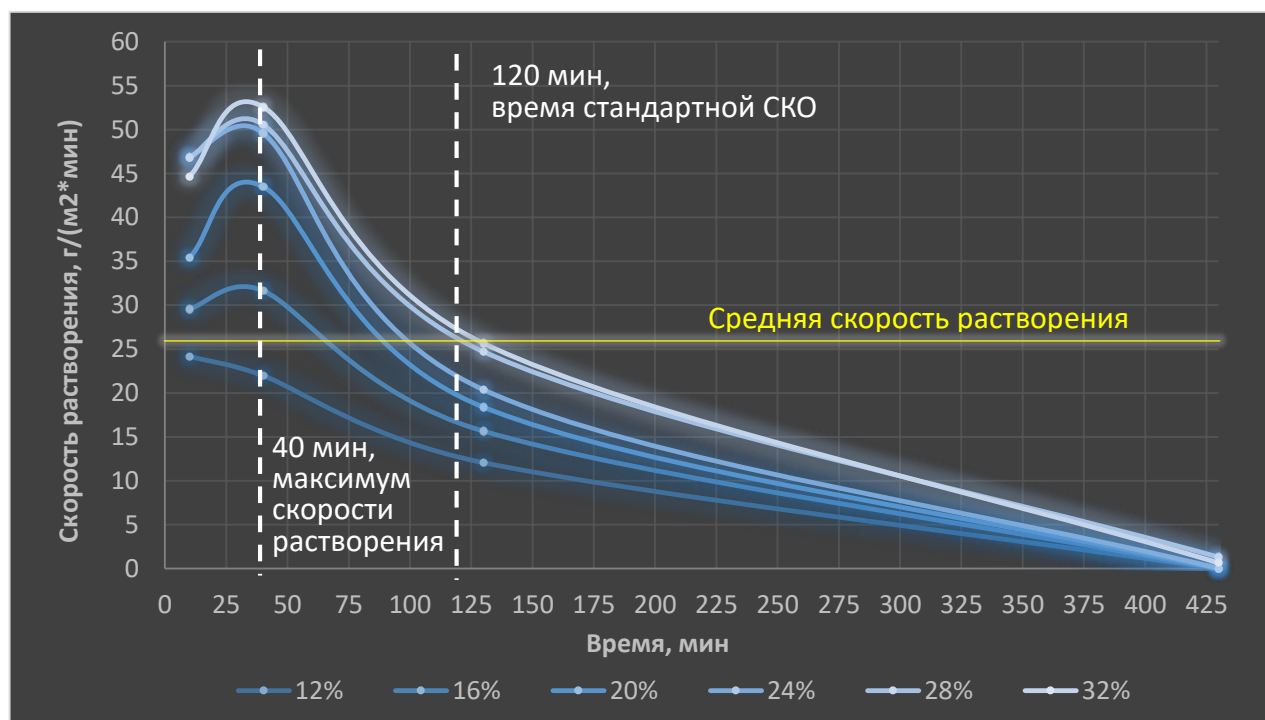


Рисунок 1 – Графики изменения скорости растворения

2.3.4 Рентгенофазовый анализ образцов после обработки

Рентгенограммы для необработанного керна и керна, обработанного 24 % кислотной композицией в течение 30, 300 минут и 24 часов представлены в Приложении В.

Результаты анализа показали, что порода состоит из доломитов и кварца, а также приведён элементный состав образцов:

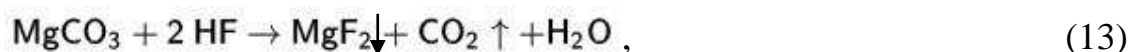
Таблица 5 – Результаты рентгенофазового анализа

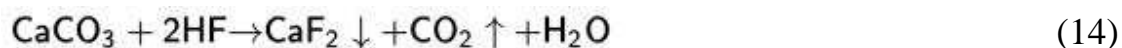
Образец	Содержание, %						
	доломиты	кварц	O	C	Si	Mg	Ca
Не обработанный	93,5	6,48	52,1	12,1	3,03	12,3	20,3
30минут 24 %	96,6	3,35	52,0	12,5	1,56	12,7	21,0
300минут 24 %	95,0	4,94	52,1	12,3	2,31	12,5	20,6
24 часа 24 %	95,8	4,15	52,1	12,4	1,94	12,6	20,8

Из представленных данных видно, что кварц, как и доломиты, взаимодействует с раствором кислоты, что свидетельствует о примесях фторводородной кислоты в растворе:



При растворении породы образовывался в небольших количествах белый мелкодисперсный осадок фторидов кальция и магния, что подтверждает присутствие плавиковой кислоты в растворе:





Содержание доломитов остаётся примерно на одном уровне и увеличивается в соответствии с уменьшением содержания кварца в первые 40 минут проведения растворения, а далее уменьшается, так как кварц перестаёт растворяться.

2.3.5 Определение скорости нейтрализации и нестабильности растворов

Для определения скорости нейтрализации производились измерения pH растворов на протяжении обработки до начала, через 6, 12 и 24 часа. Данные представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Значения pH растворов в течение обработки

Время, часы	pH					
	12	16	20	24	28	32
0	0,66	0,43	0,32	0,22	0,13	0,02
6	1,68	1,4	1,11	0,91	0,75	0,49
12	3,25	2,2	2,15	1,45	1,16	0,87
24	4,38	3,31	3,16	2,59	1,97	1,22

В таблице 7 представлены фотографии проб керна после обработки в течение суток:

Таблица 7 – Результаты теста на стабильность раствора

Обработка в растворе с содержанием кислоты					
12%	16%	20%	24%	28%	32%
					

К моменту времени 24 часа кислая реакция среды растворов сохранилась.

Как видно из представленных результатов, с понижением концентрации кислоты стабильность раствора уменьшается, что выражается в выпадении на поверхности образцов налёта цвета ржавчины.

Налёт нерастворим в органических растворителях. Хорошо растворяется в концентрированной серной кислоте. Определение состава осадка затруднено, так как растворение происходит вместе с породой, а при попытке соскабливать налёт, он откалывается только вместе со слоем породы.

Определено, что растворы теряют стабильность при значениях рН ниже 2,7, необходимо поддерживать кислотность растворов на этом уровне и не допускать выпадения осадков. Для каждого из растворов можно определить по графику максимальное время выдержки в пласте без потери стабильности и выпадения осадка. График изменения рН представлен на рисунке 2.

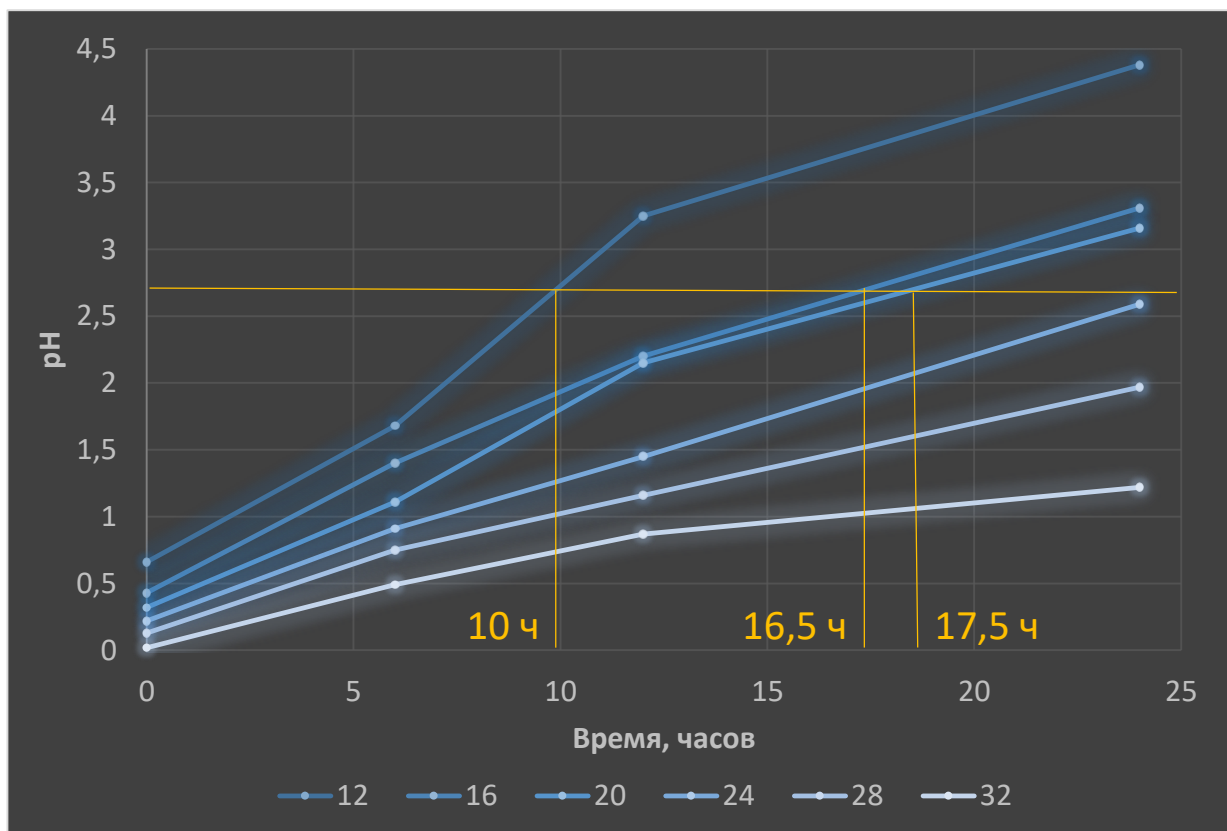


Рисунок 2 – График изменения кислотности растворов во времени

На представленном графике видно, что для всех концентраций увеличение рН происходит равномерно, с одинаковой скоростью.

3 Экономическое обоснование

На основании данных по проекту проведения кислотных обработок на Ромашкинском месторождении, были произведены расчёты показателей экономической эффективности проекта.

Лениногорская залежь Ромашкинского месторождения схожа по свойствам и пластовым условиям с Куюмбинским месторождением (одинаковые пластовая температура и давление, малые значения трещиноватости и пористости, карбонатный коллектор).

Полные данные по денежным потокам, значениям чистого дисконтированного дохода (NPV), внутренней ставки доходности (IRR), индекса рентабельности (DPI) и дисконтированного срока окупаемости (DPP) представлены в виде сравнительных гистограмм в Приложении Г.

Гистограммы включают значения эффективности разработки месторождения без внедрения предлагаемого метода повышения нефтеотдачи и с его применением (кислотные обработки для 75 % скважинного фонда).

Также приведены спайдер-диаграммы чувствительности проектов к изменению внешнеэкономических факторов.

3.1 Изменение коэффициентов экономической эффективности от внедрения кислотных обработок

В расчётах принималось приращение коэффициента нефтеотдачи (КИН) на 6 % после применения кислотного гидроразрыва.

В ходе расчётов получено:

- ΔNPV от одной скважины составил 302 797,43 Р;
- $\Delta IRR = 0,135$ % в расчёте на одну скважину;

- разница DPI проектов составила 13,77.

Чувствительность критериев эффективности определялась для трёх параметров: цены на нефть марки Siberian Light (принимая за текущую цену 47,7\$/барр), курса доллара (56,7 Р) и средневзвешенной стоимости капитала компании ОАО «НГК «Славнефть» (WACC=19,4 %, состоящая из ставки безубыточности в РФ 10,4 % и 9 % надбавки за риски).

Из представленных ниже графиков видно, что чувствительность проекта высока по отношению к цене на нефть и курсу доллара, но не критична в интервале +/-10 %, учитывая прогнозируемый на 2018 год рост курса доллара до 60 руб/\$ и рост цены на Siberian Light до 58 \$/барр.

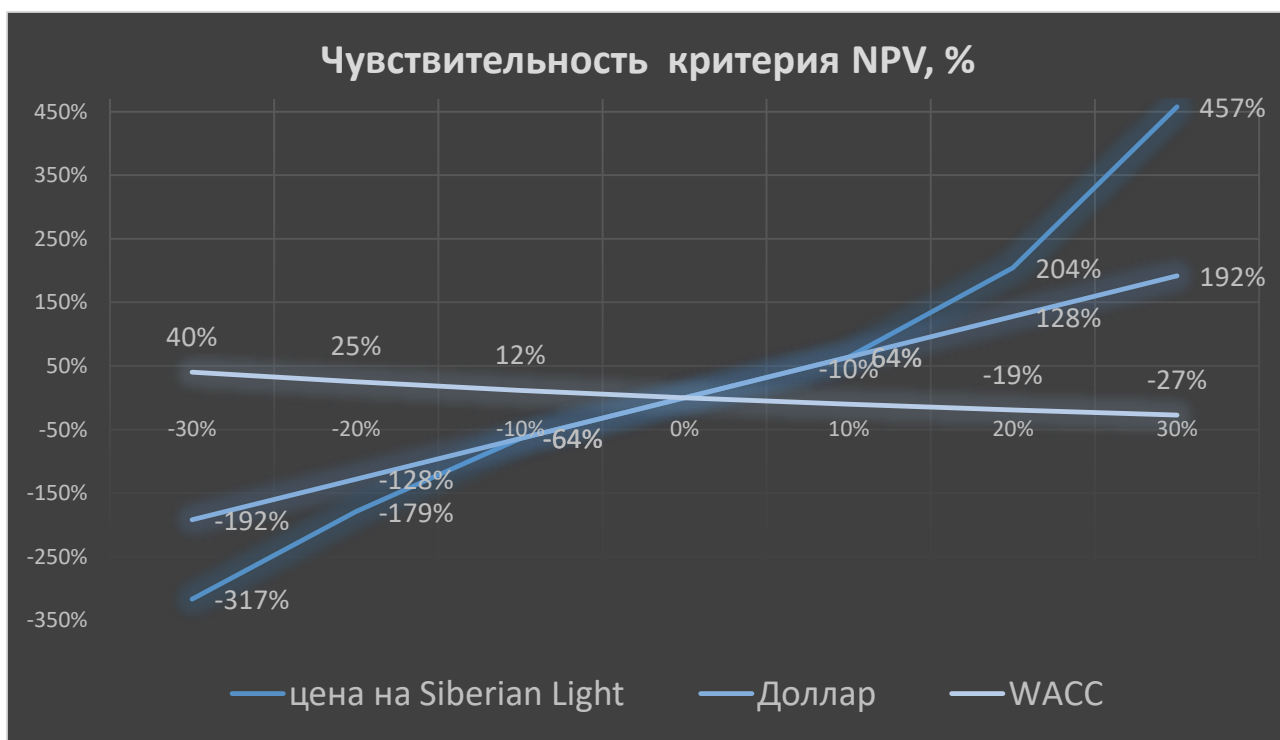


Рисунок 3 – Относительная чувствительность чистого дисконтированного дохода



Рисунок 4 – Относительная чувствительность внутренней нормы доходности

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исследования было выявлено, что:

- высокими скоростями растворения в интервале времени 120 минут обладают растворы HCl с концентрацией более 20%;
- кислотность растворов во времени снижается пропорционально, полной нейтрализации раствора за 24 часа экспозиции не происходит. Нежелательно допускать повышения pH выше 2,7, так как происходит образование нерастворимых в данной среде осадков;
- присутствие в растворах для СКО плавиковой кислоты (HF) даже в следовых количествах нежелательно;
- применение кислотных обработок значительно повышает экономическую эффективность проектов разработки карбонатных месторождений.

В ходе анализов была подобрана оптимальную минимальную концентрацию кислоты в композиции:

24% HCl + 0,1 % AS-CO + 1 % AS-IR + 0,5 % AS-DA + 0,1 % AS-DI .

При данной концентрации кислоты:

- не наблюдается выпадения осадков и коагуляции поверхности керна;
- достигается значительная продолжительность реакции состава с породой при сохранении высокой скорости её растворения;
- не образуются АСПО при контакте с пластовым флюидом.

Составы с более высокими концентрациями кислоты показали большие скорости растворения, но это может привести к разрыхлению структуры коллектора и дальнейшей коагуляции пор ПЗП освобождёнными зёрнами минералов при их движении в фильтрационном потоке.

Также при длительном (3 дня) хранении композиций с концентрациями 28 и 32 %, наблюдалось образование мути и осадков.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- DPI – индекс рентабельности
- DPР – дисконтированный срок окупаемости
- IRR – внутренняя ставка доходности
- NPV – чистый дисконтированный доход
- WACC – средневзвешенная стоимость капитала компании
- АСПО – асфальто-смолисто-парафиновые отложения
- ВНК – зона водонефтяного контакта
- ГКМ – газоконденсатное месторождение
- ГРП – гидроразрыв пласта
- КИН – коэффициент нефтеотдачи
- КМЦ – карбоксилметилцеллюлоза
- КО – кислотная обработка
- МБА – многофункциональная кислота
- МУН – метод увеличения нефтеотдачи
- НГК – нефтегазоконденсатное
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- НГО – нефтегазоносная область
- НКТ – насосно-компрессорных трубы
- ПАВ – поверхностно-активные вещества
- ПЗП – призабойная зону пласта
- ПКО – пенокислотные обработки пластов
- РФА – рентгенофазовый анализ
- СКО – соляно-кислотная обработка
- ССКО – спиртокислотные обработки
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Asiri, H. S. Stimulating naturally fractured carbonate reservoirs / H. S. Asiri, M. A. Atvi, O. H. Bueno // Oilfield Review. – 2013. – №3. С. 25–29.
- 2 Алтунин, А. Е. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин : Монография. Тюмень : Издательство Тюменского государственного университета, 2004. –296 с.
- 3 Андреев, А. Ф. Основы проектного анализа в нефтяной и газовое промышленности / А. Ф. Андреев, В. Ф. Дунаев, В. Д. Зубарева. Москва : Нефть и газ, 1997. – 341с.
- 4 Аширов, К. Б. Оценка эффективности солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах / К. Б. Аширов, Г. Б. Выжигин // Нефтяное хозяйство, 1992. – №7. – С. 28.
- 5 Бочаров, В. В. Инвестиции : Учебник / В. В. Бочаров. – Санкт-Петербург : Питер, 2009.–384 с.
- 6 Брагинский, О. Б. Современное состояние и тенденции развития мировой нефтегазовой промышленности / О.Б. Брагинский // Нефть, газ и бизнес. –2010. –№9. –С. 18-23.
- 7 Викторин, В. Д. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам / В. Д. Викторин, Н. А. Лыков. – Москва : Недра, 1980. – 202 с.
- 8 Демиденко, К. А. Нефти и газовые конденсаты России. Справочник. Нефти Сибири : в 2 т. / В. В. Барсукова, К. А. Демиденко, С. М. Крылова. – Москва : Техника, 2002. – Т.2. – 160 с.
- 9 Прогноз зон трещиноватости и флюидонасыщения карбонатных пород рифея Куюмбинского месторождения на основе моделирования упруго-механических свойств / Екименко В. А., Добровольская Ж. К., Белоусова Н. Н., Мартынов К. Н. Москва : Георесурсы, 2016. Т.18. № 4. Ч.2. – 369 с

10 Иванченко, В. И. Методические подходы к оценке экономической эффективности методов увеличения нефтеизвлечения / В. И. Иванченко // Галицкий экономический вестник. – 2012. – № 6. – С. 41–52.

11 Ильина, Г. Ф. Методы и технологии нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири / Г. Ф. Ильина, Л. К. Алтунина – Томск : Издательство ТПУ, 2006. – 166 с.

12 Кисловец, Р. М. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения / Р. М. Кисловец, В. П. Митрофанов, В. В. Тереньтьев и др. – Пермь : ПермНИПИнефть, 1996 г. – 345 с.

13 Кудинов, В. И. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов / В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. – Самара : Книжное издание, 1996. – 440 с.

14 Максимов, С. П. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Справочник. Азиатская часть СССР : в 2 т. / С. П. Максимов. Москва : Недра, 1987. – Т.2. – 330 с.

15 Материалы технической конференции SPE «Разработка месторождений с карбонатными коллекторами».

16 Мустафин, Г. Г. Анализ эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта / Г. Г. Мустафин, Б. А. Лерман // Нефтепромысловое дело, 1983. №7. С. 7–8.

17 Паникаровский, Е. В. Перспективы использования физико-химических методов для увеличения продуктивности скважин / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, И. И. Клещенко // Нефтепромысловое дело, 2006. – №3. – С. 20–25.

18 Салимов, В.Г. Оптимальная концентрация кислоты для производства кислотных гидроразрывов / В.Г. Салимов, О.В. Салимов // Новые методы и технологии. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – №5. – С. 44-48.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Характеристики Куюмбинского месторождения

Приложение А – Характеристика залежи Куюмбинского месторождения

Характеристика	Значение
Возраст продуктивных отложений, пласт	Верхний рифей, куюмбинский
Флюид	Нефть и газ
Тип залежи	Массивная стратиграфически экранированная
Литология коллектора	Карбонатный
Высота ловушки, м	224
Глубина кровли пласта, м	2009
Общая мощность пласта, м	131
Абсолютная отметка водонефтяного контакта, м	-2140
Высота залежи, м	131
Открытая пористость, %	5,5
Проницаемость, 10^{-15} м^3	0,001
Давление пластовое, МПа	22
Температура пластовая, °С	29
Средний дебит, т/сут, тыс. м ³ /сут	Нефть 47,9 Газ 200

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Физико- химические характеристики нефти Куюмбинского месторождения

Приложение Б – Состав нефти Куюмбинского месторождения

Характеристика	Значение
Плотность при 20, кг/м ³	815
Вязкость кинематическая при 50 , мм ² /с	4,2
Температура застывания, °С	-27
Содержание, % масс.:	
серы общей	0,06
парафина	0,64
смола силикагелевых	2,41
асфальтенов	0
V, мкг/г	0,1
Ni, мкг/г	0,2
Выход на нефть фракций, %:	
н.к. – 85°С	5,5
н.к. – 180°С	21,8
120–270°С	29,4
180–380°С	37,3
выше 380°С	39,8

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Результаты проведения рентгенофазового анализа

C=93,5; 1; 81-8228;AS 254; Ca Mg (C O3)2; Dolomite; Calcium Magnesium Carbonate; R
C=6,48; 0,08; 70-3755;Al 293; Si O2; Quartz; Silicon Oxide; R= 72; H=2989; I=1134
O C Si Mg Ca
52,1% 12,1% 3,03% 12,3% 20,3%

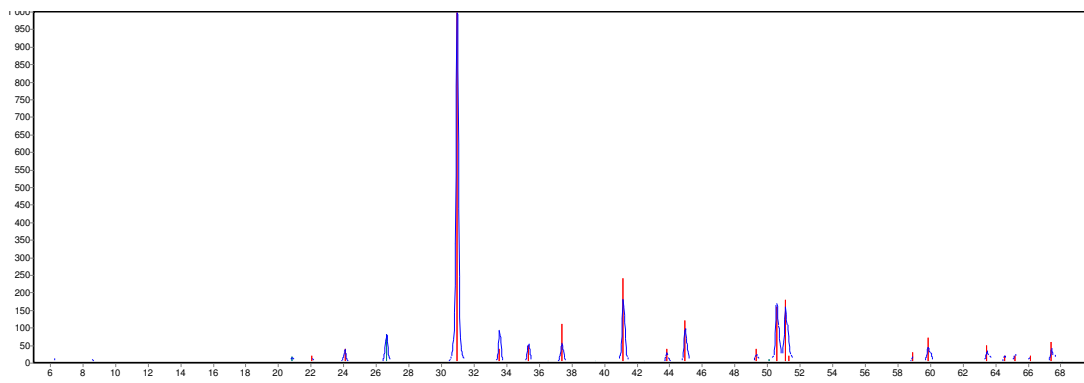


Рисунок В.1 – Рентгенограмма необработанного образца керна

C=96,6; 1; 81-8228;AS 254; Ca Mg (C O3)2; Dolomite; Calcium Magnesium Carbonate;
C=3,35; 0,04; 70-3755;Al 293; Si O2; Quartz; Silicon Oxide;; H=2988; I=592
O C Si Mg Ca
52,0% 12,5% 1,56% 12,7% 21,0%

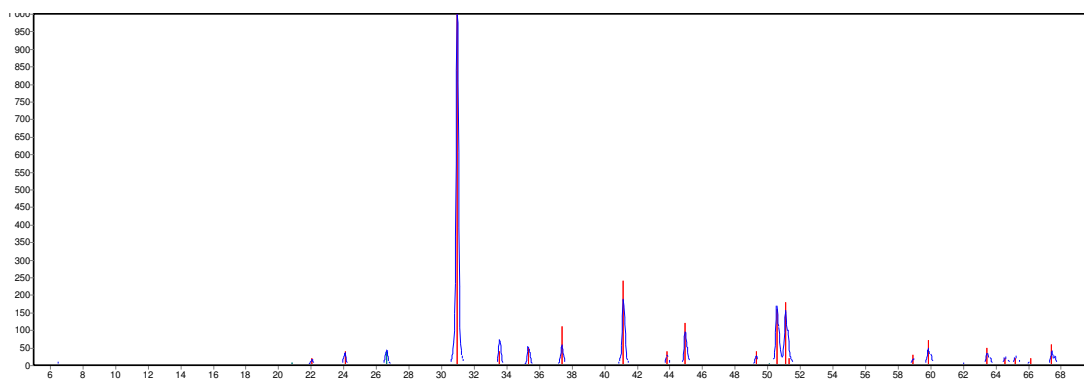


Рисунок В.2 – Рентгенограмма образца керна, обработанного 24% солянокислотным раствором в течение 30 минут

C=95,0; 1; 81-8228;AS 254; Ca Mg (C O3)2; Dolomite; Calcium Magnesium Carbonate
C=4,94; 0,06; 70-3755;Al 293; Si O2; Quartz; Silicon Oxide;; H=2988; I=910
O C Si Mg Ca
52,1% 12,3% 2,31% 12,5% 20,6%

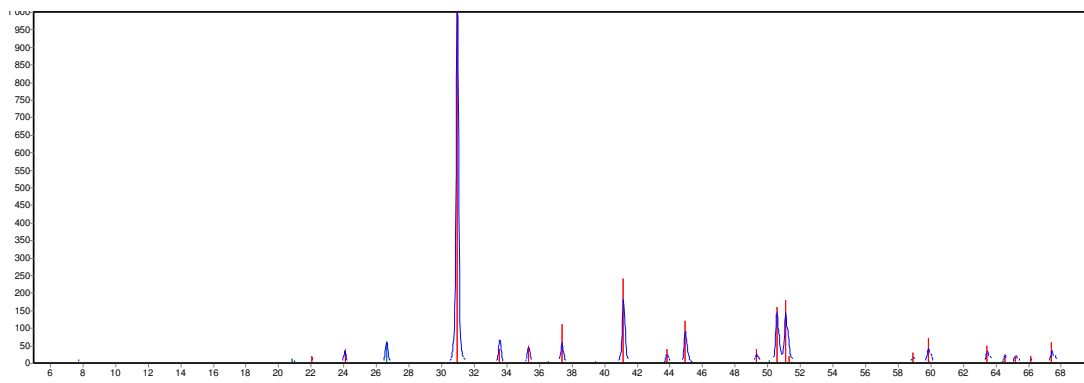


Рисунок В.3 – Рентгенограмма образца керна, обработанного 24% солянокислотным раствором в течение 300 минут

C=95,8; 1; 81-8228;AS 254; Ca Mg (C O3)2; Dolomite; Calcium Magnesium Carbonate;; H
C=4,15; 0,05; 70-3755;Al 293; Si O2; Quartz; Silicon Oxide;; H=2989; I=791
O C Si Mg Ca
52,1% 12,4% 1,94% 12,6% 20,8%

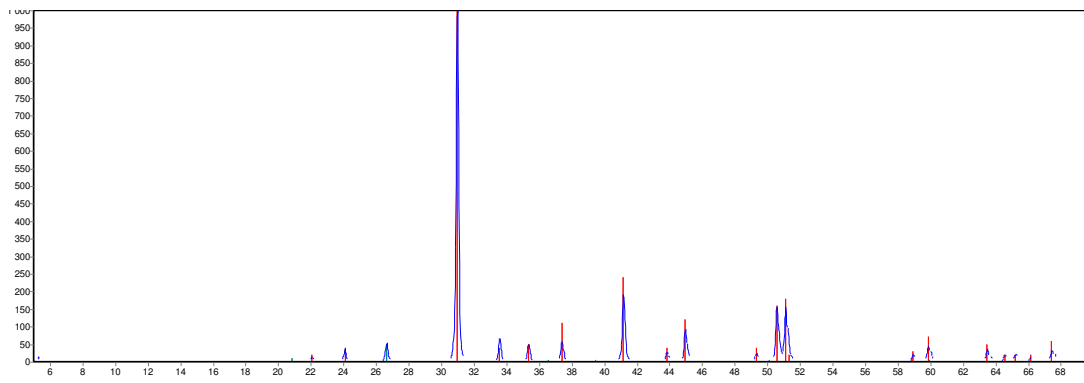


Рисунок В.4 – Рентгенограмма образца керна, обработанного 24% солянокислотным раствором в течение 24 часов

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Результаты расчёта экономической эффективности проекта разработки Лениногорской залежи Ромашкинского месторождения с применением солянокислотной обработки и без применения

Приложение Г – Значения критериев эффективности проектов

Критерий эффективности	Значение для проекта разработки	
	без применения СКО	с применением СКО
NPV	-26 571 717,65 Р	244 129 189,09 Р
IRR	6,97%	127,28%
DPI	14,22	0,45
PP	5,18	13,98
DPP	2,61	7,24

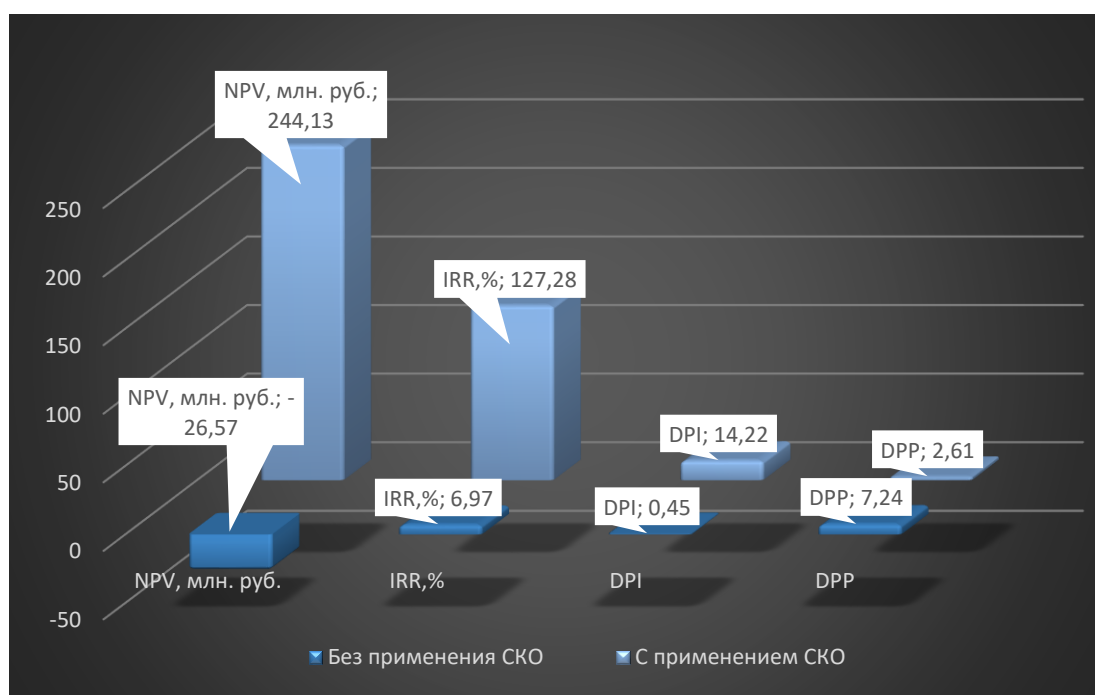


Рисунок Г.1 – Сравнительная гистограмма критериев эффективности

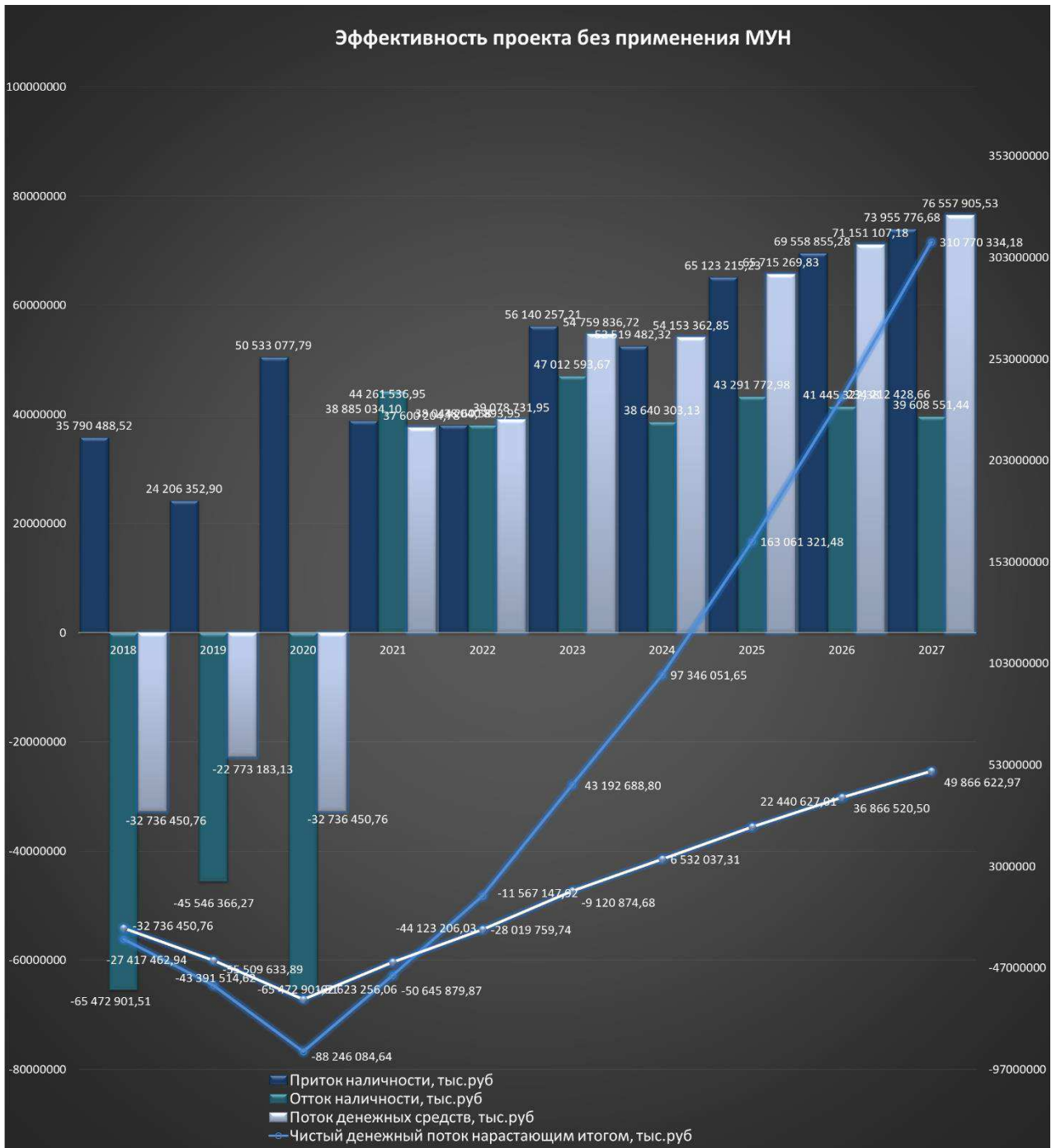


Рисунок Г.2 – График денежных потоков проекта разработки без применения солянокислотной обработки

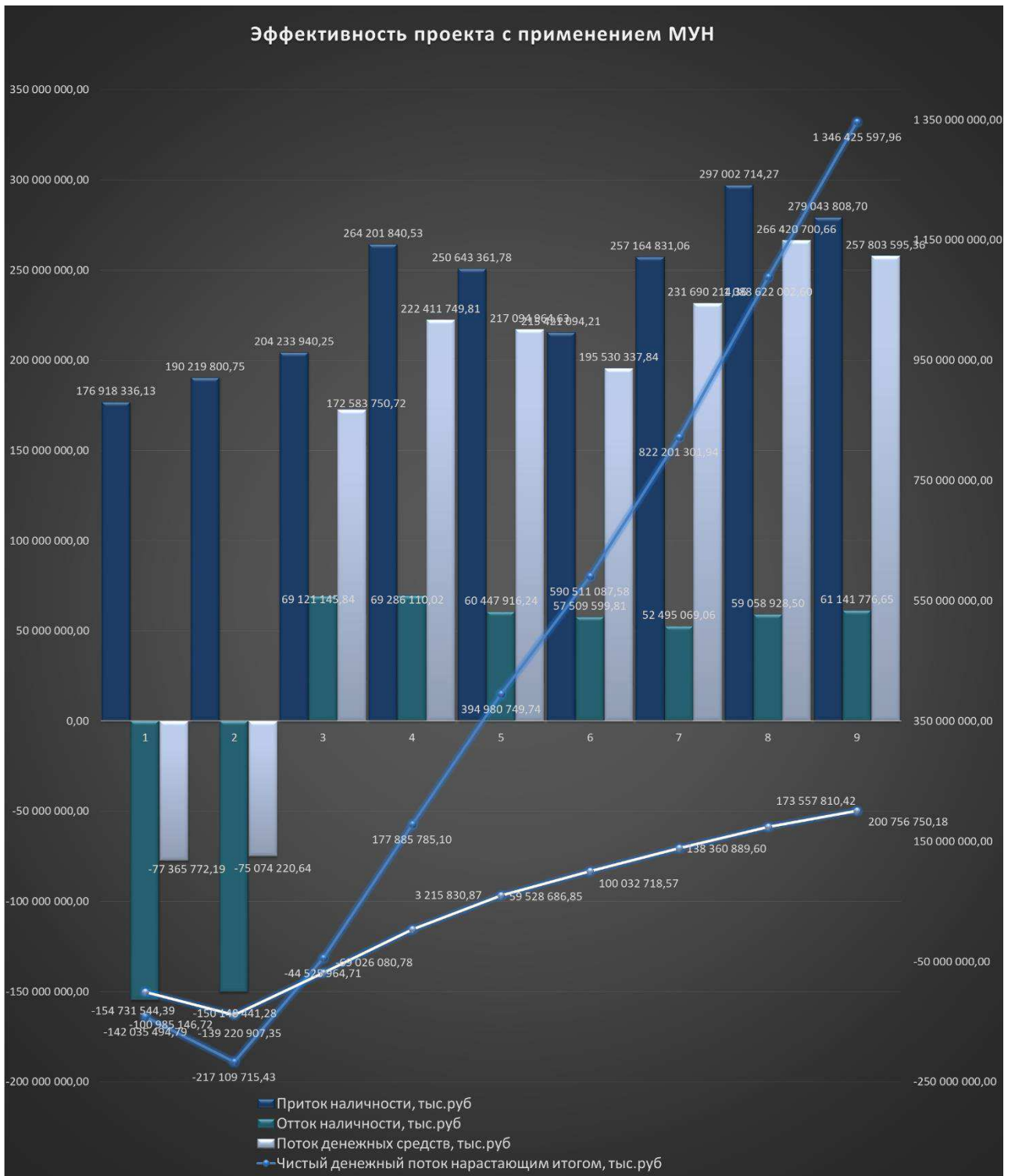


Рисунок Г.3 – График денежных потоков проекта разработки без применения солянокислотной обработки

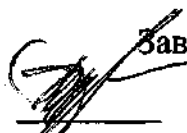
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и
углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ






Заведующий кафедрой
Ф.А. Бурюкин
подпись

«19» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

18.03.01 «Химическая технология»

Оценка эффективности кислотных обработок на керне Куюмбинского
месторождения

Руководитель	 подпись, дата	доцент, канд. хим. наук должность, учёная степень	<u>Т.Н. Калопш</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 19.06.17 подпись, дата		<u>В.А. Черемисина</u> инициалы, фамилия
Консультант Экспериментальной части	 19.06.17 подпись, дата		<u>С.С. Косицына</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	 19.06.17 подпись, дата		<u>А.А. Чумаков</u> инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и
углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ



подпись

Заведующий кафедрой

Ф.А. Бурюкин

«05» 05 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Черемисиной Варваре Андреевне

Группа НБ13-09 Направление (специальность) 18.03.01 Химическая технология

Тема выпускной квалификационной работы «Оценка эффективности кислотных обработок на керне Куюмбинского месторождения»

Утверждена приказом по университету № 5701/с от 5.05.2017


Руководитель ВКР: Т.Н. Калош, доцент, кандидат химических наук

Исходные данные для ВКР: керновый материал, пластовые флюиды Куюмбинского месторождения; подобрать оптимальный состав для кислотных обработок добывающих скважин Куюмбинского месторождения.

Перечень разделов ВКР: реферат; содержание; введение; обзор и анализ научно-технической литературы; экспериментальная часть и анализ результатов; экономическое обоснование; заключение; список сокращений; список использованных источников; приложения А-Г.

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием основных чертежей, плакатов, слайдов: презентация из 13 слайдов в формате Microsoft Office PowerPoint.

Руководитель ВКР



Т.Н. Калош

Задание принял к исполнению



В.А. Черемисина

« 5 » 05 2017 г.