

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И.  
Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Фарбитник Нина Геннадьевна

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
к дипломному проекту**

На тему: Анализ методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении  
Бадра, Ирак

5В070800 – «Нефтегазовое дело»  
(шифр и наименование специальности)

Алматы 2019

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И.  
Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

 Зав. кафедрой НИ  
М.К.Сыздыков  
«»  2019г.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

к дипломному проекту

На тему Анализ методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении  
Бадра, Ирак

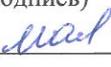
5В070800 – Нефтегазовое дело

Выполнила: Фарбитник Нина Геннадьевна

Научный руководитель

Магистр технических наук

Логвиненко А.В.

  
\_\_\_\_\_  
(подпись)  
«»  2019 г.

Алматы 2019



**ДАТА ОТЧЕТА:** 2019-04-30 08:55:47

**НАЗВАНИЕ:**

Анализ методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Бадра, Ирак\_Фарбитник Н.Г..doc

**АВТОР:**

Nina Farbitnik

**ДАТА ЗАГРУЗКИ ДОКУМЕНТА:**

2019-04-30 08:54:00

**ПРОПУЩЕННЫЕ ВЕБ-СТРАНИЦЫ:** ⓘ

## Уровень заимствований

Обратите внимание: высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертными лицом. Документ считается подозрительным, если КП №1 составляет более 50%, а КП №2 - более 5%.



**25**

Длина фразы для  
коэффициента подобия

**5156**

Количество слов

**38936**

Количество символов

## Предупреждение и сигнал тревоги

Тревога

36

## ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект

Фарбитник Нины

по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Тема: Анализ методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении  
Бадра, Ирак

В дипломном проекте рассматривается актуальная проблема выбора метода увеличения нефтеотдачи для условий месторождения Бадра. В результате проведенного анализа различных методов увеличения нефтеотдачи выбрана технология кислотной обработки. Дана оценка применения различных модификаций кислотных обработок. Рассмотрены соляно-кислотные, пенокислотные, термопенокислотные и гипвано-кислотные обработки.

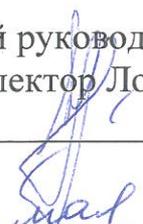
В специальной части приведен расчет технологической эффективности кислотной обработки с помощью колтюбинга.

Экономическая часть дипломного проекта включает в себя расчет себестоимости продукции и оценки экономической эффективности от проведения кислотной обработки

При выполнении дипломного проекта Фарбитник Нина проявила самостоятельность и инициативу, показала достаточный уровень теоретических знаний, аналитических способностей и практических расчетов.

Дипломный проект выполнен в соответствии с требованиями, предъявляемыми к дипломным проектам и рекомендуется к защите на получение степени «бакалавр» по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело.

Научный руководитель  
Сеньор-лектор Логвиненко А.В.

« 01 »  2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И.  
Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5В070800 – «Нефтегазовое дело»

«УТВЕРЖДАЮ»

Зав. кафедрой НИ

М.К.Сыздыков

« 02/07/05 » 2019г.

**ЗАДАНИЕ**

на выполнение дипломного проекта

Обучающейся Фарбитник Нине Геннадьевне

Тема Анализ методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении  
Бадра, Ирак

Утверждена приказом ректора университета №497-П от «20» декабря 2018г.

Срок сдачи законченного проекта 30 апреля 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту (работе): материалы, собранные во  
время прохождения преддипломной практики на месторождении Бадра

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов или краткое  
содержание дипломной работы: геологическая часть, технологическая часть,  
специальная часть, экономическая часть, безопасность и охрана труда, охрана  
окружающей среды

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных  
чертежей): технологическая эффективность СКО БД4, отчеты о проведении  
кислотных обработок на скважине БД4.

Рекомендуемая основная литература: из 17 наименований

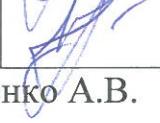
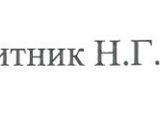
## ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю и консультантам	Примечание
Геологическая часть	22.04.19 – 24.04.19	нет
Технологическая часть	22.04.19 – 27.04.19	нет
Экономическая часть	23.04.19 – 30.04.19	нет
Безопасность и охрана труда	22.04.19 – 29.04.19	нет
Охрана окружающей среды	28.04.19 – 30.04.19	нет

## ПОДПИСИ

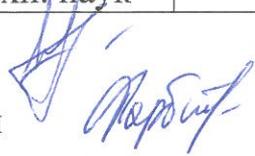
консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименование раздела	Научный руководитель, консультанты, Ф.И.О. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Логвиненко А.В. магистр техн. наук	01.05.19	
Технологическая часть	Логвиненко А.В. магистр техн. наук	01.05.19	
Экономическая часть	Логвиненко А.В. магистр техн. наук	01.05.19	
Безопасность и охрана труда	Логвиненко А.В. магистр техн. наук	01.05.19	
Охрана окружающей среды	Логвиненко А.В. магистр техн. наук	01.05.19	
Нормоконтролер	Логвиненко А.В. магистр техн. наук	01.05.19	

Научный руководитель

Логвиненко А.В.

Задание принял к исполнению обучающийся

 Фарбитник Н.Г.

Дата "01" мая

2019 г.

## АНДАТПА

Осы дипломдық жобаның мақсаты - Бадра кен орнындағы қабаттардың мұнай беруін арттырудың қазіргі заманғы әдістеріне талдау жүргізу және неғұрлым оңтайлы әдістерді қолдану бойынша ұсыныстар әзірлеу.

Дипломдық жобаның зерттеу объектісі-Бадра кен орнындағы қабаттардың мұнай беруін арттыру әдістері.

Зерттеу пәні-Бадра кен орнындағы қабаттардың мұнай беруін арттырудың тиімді әдістерін әзірлеу және негіздеу үдерісіндегі оңтайлы тәсілдерді іздеу.

Дипломдық жобаны орындау барысында Бадра кен орнындағы қабаттардың мұнай беруін арттыру әдістері мен қолданыстағы технологияларға толық талдау жүргізу және осы әдістерді жетілдіру бағыттарын әзірлеу болжанады, бұл метор жүргізуді пайдалану тиімділігін арттыруды қамтамасыз етеді.

Жобаның практикалық маңыздылығы-осы дипломдық жобаның нәтижесі Бадра кен орнындағы қабаттардың мұнай беруін арттырудың негізделген әдістері және неғұрлым оңтайлы әдістерді қолдану бойынша ұсыныстар әзірлеу болып табылады. Осы әдістерді қолдану кен орнының технологиялық процесін жетілдіруге және белгілі бір технологиялық және экономикалық нәтиже алуға мүмкіндік береді.

## **АННОТАЦИЯ**

Цель настоящего дипломного проекта - проведение анализа современных методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Бадра и разработка рекомендаций по применению наиболее оптимальных методов.

Объект исследования дипломного проекта – методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Бадра.

Предмет исследования – поиск оптимальных подходов в процессе разработки и обоснования эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Бадра.

В ходе выполнения дипломного проекта предполагается произвести подробный анализ действующих технологий и методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Бадра и разработать направления совершенствования данных методов, что обеспечит повышение эффективности эксплуатации месторождения.

Практическая значимость проекта - результатом настоящего дипломного проекта будут являться обоснованные методы увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Бадра и разработка рекомендаций по применению наиболее оптимальных методов. Применение данных методов позволит усовершенствовать технологический процесс месторождения и получить определенный технологический и экономический эффект.

## **THE SUMMARY**

The purpose of this diploma project is to analyze modern methods of increasing oil recovery at the Badra field and develop recommendations for the use of the most optimal methods.

The object of research diploma project-methods of increasing oil recovery in the field of Badra.

The subject of research is the search for optimal approaches in the development and justification of effective methods to increase oil recovery in the Badra field.

In the course of the diploma project it is planned to make a detailed analysis of the existing technologies and methods of increasing oil recovery in the Badra field and develop ways to improve these methods, which will improve the efficiency of metrogeneration.

The practical significance of the project - the result of this diploma project will be reasonable methods to increase oil recovery at the Badra field and the development of recommendations for the use of the most optimal methods. The use of these methods will improve the technological process of the field and get a certain technological and economic effect.

## Оглавление

Введение .....	9
1. Геологическая часть.....	10
1.1 Общие сведения о районе .....	10
1.2 Общая и геологическая характеристики месторождения Бадра.....	11
2. Технологическая часть.....	14
2.1 Исходные проектные решения .....	14
2.2 Аналитический обзор теоретических аспектов и литературных источников по тематике повышения нефтеотдачи пластов.....	16
2.3 Принятие проектных решений и расчеты в технологической части проекта .....	17
2.3.1 Применяемые технологические решения .....	17
2.3.2 Оценка эффективности проведения кислотных обработок, проводимых на месторождении.....	18
2.4 Специальная часть .....	20
2.4.1 Особенности устройства и технологического процесса работы установки колтюбинга .....	20
2.4.2 Оценка технологической эффективности кислотной обработки с помощью колтюбинга .....	23
3. Экономическая часть .....	26
3.1 Расчет себестоимости продукции.....	26
3.2 Оценка экономической эффективности от проведения кислотной обработки .....	28
4. Охрана труда и техника безопасности .....	33
5. Охрана окружающей среды .....	34
Заключение .....	36
Список использованных источников .....	37

## **Введение**

В решении задач развития топливно-энергетической базы Ирака, как нефтедобывающей страны, ведущее место отводится нефтяной промышленности. С каждым годом нефтедобывающая промышленность оснащается новым, более современным оборудованием. В настоящее время в мире имеет место проблема увеличения нефтеотдачи пластов. Основная часть нефти извлекается из неоднородных, с высокой степенью расчлененности коллекторов. Часть нефти относится к так называемой «тяжелой» нефти, с высокой вязкостью и с высоким содержанием различных нежелательных примесей. Наблюдается и рост обводненности продукции. Эти факторы предопределили низкий коэффициент извлечения нефти (КИН).

Решение проблемы низкого коэффициента извлечения нефти представляется в применении методов повышения нефтеотдачи. Правильно подобранный метод под заданные условия месторождения позволит вовлечь в разработку ранее незатронутые запасы.

Тема настоящего дипломного проекта – «Анализ методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Бадра, Ирак».

Ирак обладает богатейшими запасами нефти (4 млрд. т) и газа (800 млрд. м<sup>3</sup>). К настоящему времени в стране открыто более 100 месторождений нефти и газа с различными запасами. В разработке находятся около 20 месторождений с числом добывающих скважин 1685 ед. Этот фонд обеспечивал средне-суточную добычу нефти на 2017 г. в количестве 290 тыс. т. (около 74 млн. т. в год). Месторождение Бадра расположено на территории провинции Васит на Востоке Ирака. Его геологические запасы оцениваются в 3 млрд. баррелей нефти.

Цель настоящего дипломного проекта – проведение анализа современных методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Бадра и разработка рекомендаций по применению наиболее оптимальных методов.

Объект исследования дипломного проекта – методы увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Бадра.

Предмет исследования – поиск оптимальных подходов в процессе разработки и обоснования эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Бадра.

В ходе выполнения дипломного проекта предполагается произвести подробный анализ действующих технологий и методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Бадра и разработать направления совершенствования данных методов, что обеспечит повышение эффективности эксплуатации месторождения.

Теоретическая значимость работы – в результате выполнения работы предполагается разработать критерии по выбору оптимальных методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Бадра

Практическая значимость работы – результатом настоящего дипломного проекта будут являться обоснованные методы увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Бадра и разработка рекомендаций по применению наиболее оптимальных методов.

## **1. Геологическая часть**

### **1.1 Общие сведения о районе**

Месторождение Бадра расположено на территории провинции Васит на Востоке Ирака. Административный центр провинции – город Эль-Кут. Большинство жителей данной провинции – шииты.

В состав провинции входят 5 округов - Бадра, Эль-Хай, Кут, Эн-Наамания, Эс-Сувайра. С восточной стороны провинция граничит с Ираном. Расположение провинции Васит на территории страны и ее территориальное деление приведено на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 - Расположение провинции Васит и ее территориальное деление

На правом берегу реки Галал-Бадра в бассейне Тигра находится город Бадра. Расположен поблизости от границы с Ираном. Ближайший аэропорт действует в Иламе - иранском населённом пункте.

В долинах рек исследуемого района достаточно плодородна почва, но она требует постоянного дополнительного орошения. Местное население в основном занимается сельским хозяйством. В исследуемом регионе почвы, по большей части, заболочены.

## 1.2 Общая и геологическая характеристики месторождения Бадра

Площадь Иракской республики занимает большую часть Месопотамии. Центральная часть страны занята Месопотамской низменностью, которая сложена с поверхности аллювиальными образованиями крупных рек Тигра и Евфрата.

Западное направление этой низменности переходит в пустынные плоскогорья, которые называются Дезире – на северо-западе и Западная пустыня – на юго-западе. Только северная окраина Ирака занята высокогорным хребтом - горами Загрос, высота которых не превышает 3000 м. Перечисленные выше геоморфологические элементы значительно выражены на геологической карте.

Как видно из рисунка 1.2, район исследуемого месторождения расположен в районе Месопотамской низменности.

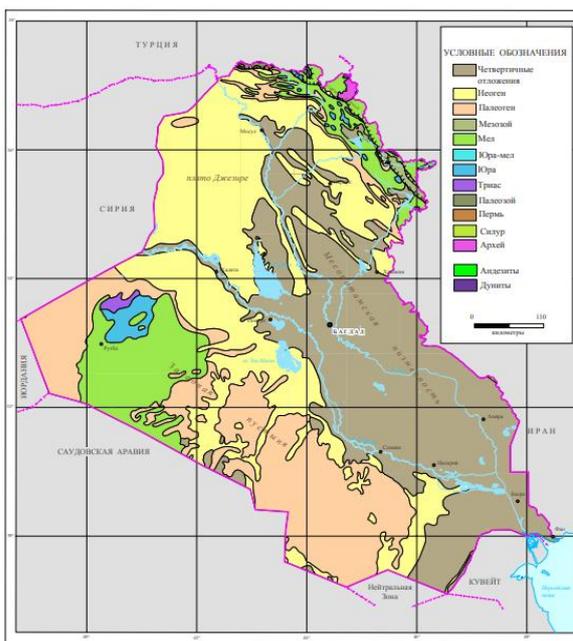


Рисунок 1.2 - Геологическое строение Ирака



Тектоническая карта района исследования приведена на рисунке 1.4.

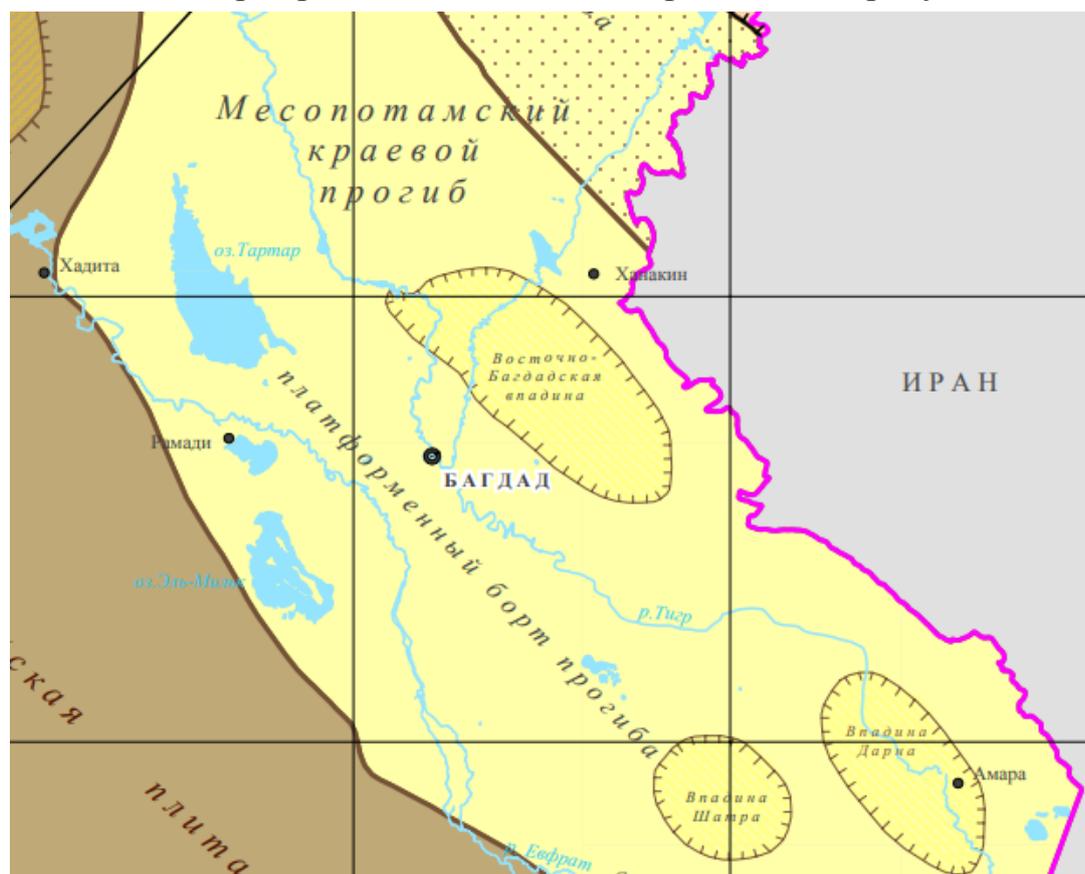


Рисунок 1.4 - Тектоническая карта района исследования

По имеющимся геофизическим данным, поверхности фундамента имеют региональный наклон к северо-востоку.

Строение осадочного чехла сформировано отложениями палеозоя, а также мезозоя. Палеозой характеризуется всеми системами. Мощность отложений составляет 3-5 км. Мезозойские отложения характеризуются повсеместным развитием. Они обнажаются в овиоковой части поднятия Рутба и складчатой области Загроса.

Литолого-стратиграфический разрез исследуемого района приведён на рисунке 1.5.

Система	Отдел	Ярус	Формация	Литология	Мощность, м	Нефтегазовые толщи	Нефтегазопро-испособность	Покрывшики	
ПАЛЕОГЕН	Эоцен		Даммам		120				
			Рус		75				
			Умм Эр Радума		436				
М Е Л	верхний	кампан-маастрих	Таярат		108				
			Ширашии		168				
			Харта		317				
		турон-сантон	Сади		159				
			Тавума		50				
		Ласиб		52					
	сеноман	Кири	Мишириф		220				
		Румайла	Асмади		28				
		альб	Нахр Умр		182				
	нижний	ант		Шубба		32			
			готерив-баррем	Зубейр		483			
		валанжин	Ратави		85				
Сулайи				90					
бероас			Готия		27				
Ю Р А	верхний		Наджма		405				
		средний	Саргелу		445				
	нижний		Алан Мус Адаия Бутма		>370				

Рисунок 1.5 - Литолого-стратиграфический разрез исследуемого района

В верхнемеловом резервуаре залежи нефти исследуемого месторождения приурочены к известнякам свит Сади, Хасиб (верхний мел, турон-сантон), Мишириф и Румайла (верхний мел, сеноман).

## 2. Технологическая часть

### 2.1 Исходные проектные решения

Проект исследуемого месторождения Бадра разработан на 20 лет. В проекте заложена возможность пролонгации на 5 лет. Планируемый пик добычи месторождения – 170 тыс. баррелей в сутки. На данный показатель

месторождение будет выведено в 2020 году. Данный уровень добычи предполагается сохранять на протяжении 7 лет.

За короткий период основания и разработки на исследуемом месторождении была построена инфраструктура, позволяющая в ноябре 2011 года разбурить первую оценочную скважину. В мае 2014 года - была запущена промышленная добыча нефти. Сорт добываемой нефти – Basra Light.

История проекта Бадра началась в декабре 2009 г. с выигрыша тендера консорциумом в составе компаний «Газпром нефти», KOGAS, PETRONAS и ТРАО, проведённого правительством Ирака.

Январь 2010 года ознаменовался для месторождения подписанием с иракским правительством сервисного контракта на разработку исследуемого месторождения. Сервисный контракт был подписан в начале 2010 года. Проект рассчитывается на срок в 20 лет. Имеется возможность пролонгации на срок – 5 лет.

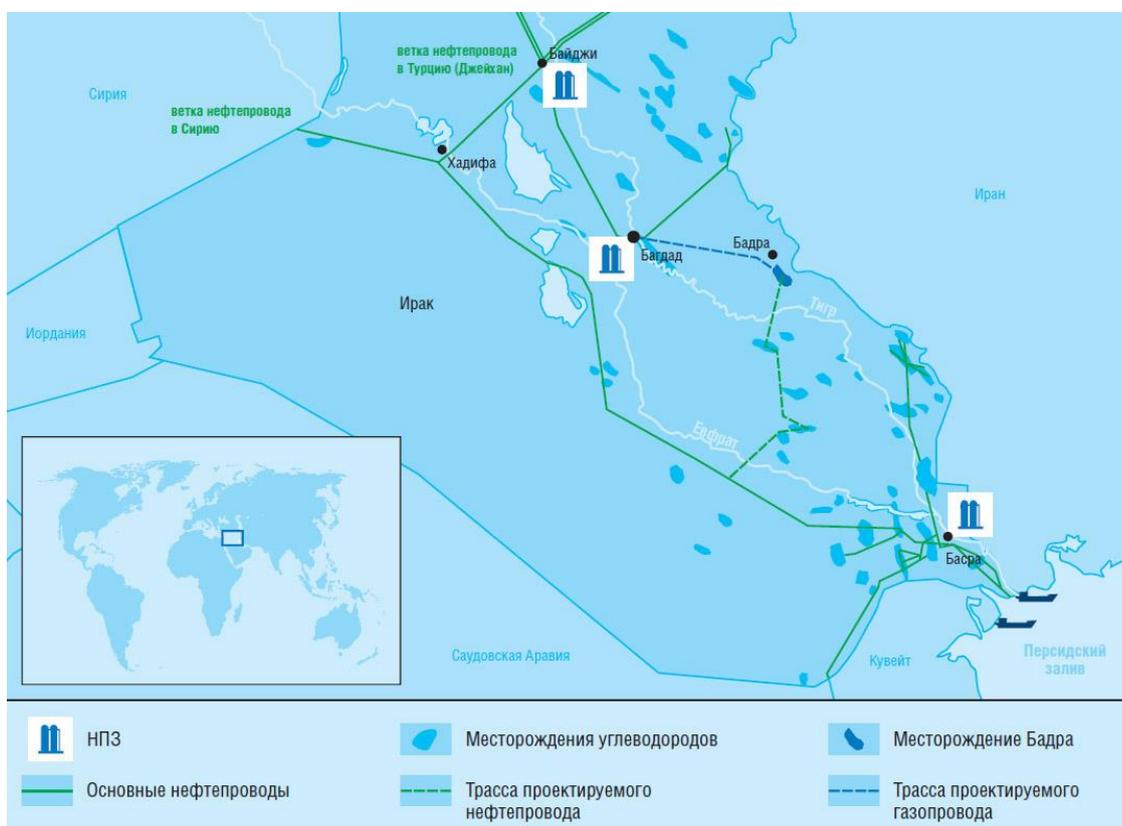


Рисунок 2.1 - Схема расположения месторождения Бадра и прилегающих объектов

Сегодня на месторождении работают следующие компании: ОАО «Газпромнефть» (Россия, оператор проекта), доля в проекте - 30%; Petronas (Малайзия), доля в проекте - 15%; Kogas (Корея), доля в проекте – 22,5%; ТРАО

(Турция), доля в проекте – 7,5%; Иракское правительство в лице Иракской геологоразведочной компании (Oil Exploration Company, ОЕС), доля в проекте - 25%.

## **2.2 Аналитический обзор теоретических аспектов и литературных источников по тематике повышения нефтеотдачи пластов**

Произведем аналитический обзор теоретических аспектов и литературных источников по тематике повышения нефтеотдачи пластов.

В труде автора Абдулина Ф.С. «Добыча нефти и газа» рассмотрены основы разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с применением различных способов нефтеотдачи.

В книге авторов Амияна В.А. и Васильевой Н.П. «Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов» изложены современные представления о разработке и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.

В книге автора Щурова В.И. «Технология и техника добычи нефти» описаны техника и технология добычи нефти, методы исследования скважин, способы искусственного воздействия на нефтяные пласты с целью интенсификации добычи нефти и повышения коэффициента нефтеотдачи.

В труде Амелина И.Д., Андриасова Р.С., Гиматудинова Ш.К. «Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений» освещены вопросы геолого-физической характеристики месторождений нефти и газа, теории разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, технологии и техники добычи нефти и газа.

Теперь рассмотрим теоретические аспекты повышения нефтеотдачи пластов.

Нефтяные пласты представляют собой сложные гидродинамические системы, неоднородные по проницаемости, пористости и смачиваемости, насыщенные несмешивающимися флюидами.

Большинство известных МУН (методы увеличения нефтеотдачи) предполагает устранение одной из трех основных причин снижения эффективности вытеснения нефти: капиллярного удержания нефти в порах; неблагоприятного соотношения подвижностей вытесняющего агента и вытесняемой нефти; неоднородности продуктивного коллектора. Коэффициент нефтевытеснения характеризует эффективность вытеснения нефти водой. Факторами, влияющими на коэффициент нефтевытеснения, являются

соотношение вязкостей нефти и воды, неоднородность пористой среды и избирательная смачиваемость.

Экспериментальными и аналитическими исследованиями установлено, что эффективность нефтевытеснения водой существенно зависит от соотношения капиллярных и гидродинамических сил в зоне вытеснения.

В соответствии с принятой в настоящее время классификацией методы повышения нефтеотдачи пластов подразделяют на несколько групп [2]: тепловые, газовые, физико-химические, гидродинамические.

Возможность использования МУН определяется наличием достаточных ресурсов физико-химических реагентов. Удовлетворение потребности в физико-химических реагентах зависит от современного объема их производства и своевременного завоза их на промысел.

МУН не равнозначны по потребностям в техническом отношении и в дополнительном спецоборудовании. Наиболее капиталоемкими являются методы вытеснения нефти газом высокого давления, водогазовой смесью,  $\text{CO}_2$ , а также метод внутрипластового горения, нуждающиеся в компрессорных станциях и другом специальном оборудовании.

## **2.3 Принятие проектных решений и расчеты в технологической части проекта**

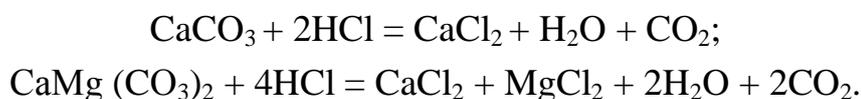
### **2.3.1 Применяемые технологические решения**

С начала промышленной добычи нефти на исследуемом месторождении в 2014 году шел поиск оптимальных методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождении. В процессе промышленной эксплуатации скважин месторождения, после испытания нескольких методов увеличения нефтеотдачи, наиболее эффективным был признан метод кислотной обработки. В ходе выполнения дипломного проекта были произведены исследования отчетов о проведении соляно-кислотной обработки скважины БД-4, которые приведены в приложении 1. Рассмотрим данный график более подробно.

СКО проводилось в промежутках между 21.09.16 и 01.10.16 (вертикальная пунктирная прямая синего цвета). Изменение обводнённости продукции до и после СКО обозначены на графиках синими и зелеными треугольниками соответственно. Из графиков видно, что после проведения СКО обводненность продукции значительно снизилась. Фактический расход

жидкости обозначен на графике голубыми кругами. Исходя из графика, имеет место снижение фактического расхода жидкости. Изменение дебита нефти до и после СКО обозначено на графиках желтыми и фиолетовыми ромбами соответственно.

Действие соляной кислоты основано на реакции растворения ею составляющих, содержащихся в скелете породы:



Результат реакции – образовавшиеся в породе каналы растворения. Продукты данной реакции – водорастворимые соли, углекислый газ и вода – легко удаляются из пласта по средствам депрессии.

Проанализируем применение различных видов кислотной обработки на месторождении.

#### 1. Простая соляно-кислотная обработка.

Данный вид обработки является наиболее распространенным и предназначен для формирования порового пространства ПЗП, а так же очистки пласта от загрязняющих материалов для повышения проницаемости пластов и, как следствие, – производительности скважин.

Применение данного вида соляно-кислотной обработки производится на скважинах, которые эксплуатируют, в основном, карбонатные пласты. Такие пласты характеризуются большим количеством парафино-смолистых отложений, а так же дебитом нефти ниже потенциального уровня.

#### 2. Пенокислотная обработка.

Данный вид обработки скважин направлен на воздействие на ПЗП с целью роста проницаемости коллекторов низкопроницаемых зон нефтяного пласта.

#### 3. Термопеннокислотная обработка скважин (ТПКО).

Данный вид обработки относится к физико-химическим методам воздействия на ПЗП. Термопеннокислотная обработка скважин применяется при необходимости восстановления либо улучшения коллекторских свойств карбонатных пород ПЗП [12].

### **2.3.2 Оценка эффективности проведения кислотных обработок, проводимых на месторождении**

Результаты обработки данных позволяют выделить эффективное применение модификаций кислотных обработок, исходя из уровня обводнённости различных скважин.

Сведения об эффективности и интервалах обводнения для кислотных обработок сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Успешность кислотных обработок и результаты интенсификации притока нефти к скважинам

Вид кислотной обработки	Количество успешных обработок	Успешность обработок, %	Интервал обводнения скважин (%) для эффективного применения	Среднее значение на одну обработку	
				степень увеличения дебита	дополнительная добыча нефти, т
СКО	39	90,9	0 - 50	2,9	632,3
ПКО	37	88,9	0 – 40	2,2	424,1
ТПКО	36	90,2	0 – 25	2,1	398,4
ГКО	17	86,0	50 - 99	2,5	513,7

Простые соляно-кислотные обработки наибольшее эффективны при обводнённости скважин менее 30 %. Пеннокислотные методы имеют максимальный эффект при обводнённости скважин до 40 %, термопеннокислотные – при обводнённости менее 25 %. Гивпано-кислотные – при обводнённости выше 50%.

Некоторые виды обработок производились в скважинах с обводнённостью большей установленных пределов. Это сказывалось на результатах этих обработок. Данные результаты получились некорректными. Для увеличения показателей эффективности обработок требуется учитывать обводнённость, так как данный фактор сильно влияет на результаты проведения обработок.

Высокие показатели эффективности соляно-кислотного воздействия на ПЗП говорит о том, что в соляной кислоте происходит эффективное растворение карбонатных частиц. Стоит отметить, что эффективность при этом снижается для следующих обработок. Это происходит из-за накопления частиц, которые не растворились в условиях пласта.

Результаты применения различных составов СКО приведены в приложениях 2 и 3.

## **2.4 Специальная часть**

В данной части дипломного проекта предлагается рассмотреть процесс модернизации проведения СКО на исследуемом месторождении за счет применения технологии колтюбинга.

### **2.4.1 Особенности устройства и технологического процесса работы установки колтюбинга**

Колтюбинг (от англ. «coiled tubing» – гибкая труба) – это установка с гибкой непрерывной насосно-компрессорной трубой (ГНКТ) для проведения работ по освоению и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин. Является перспективным и очень развивающимся направлением в нефтегазодобывающей промышленности. Данные установки нашли применение и на исследуемом месторождении.

Рассмотрим устройство применяемой установки и особенности технологии.



Рисунок 2.2 - Внешний вид установки колтюбинга

В состав установки входят: барабан для намотки ГНКТ; приводная и тормозная системы барабана; вертлюг барабана и манифольд; трубоукладчик; противоударная рама; направляющий сектор; приборы для измерения глубины.

Основным назначением барабана для намотки гибких труб является безопасное, компактное хранение и защита колонны ГНКТ. Эта цель должна

достигаться таким образом, чтобы не допускать нанесения механических повреждений при намотке на барабан. Кроме того, обычно барабан обладает несколькими особенностями, которые также важны для успешной работы установки ГНКТ, хотя и не столь очевидны. Наиболее значительной из них является наличие вертлюга, что позволяет прокачивать жидкости и газы через колонну ГНКТ и одновременно вращать барабан [14].

Почти все барабаны имеют гидравлические приводы, тормоза и трубоукладчик (направляющее устройство для намотки гибкой трубы). Трубоукладчик часто используется как место монтажа контрольных, измерительных приборов и устройства для нанесения защитного покрытия (ингибитора) на поверхность гибкой трубы.

Большинство барабанов могут вращаться в направлениях «в скважину» и «из скважины». Однако, при нормальном режиме работы следует пользоваться только вариантом «из скважины», так как движение приводного двигателя барабана именно в этом направлении создает обратное натяжение, которым воздействуют на колонну ГНКТ при проведении спускоподъемных операций.

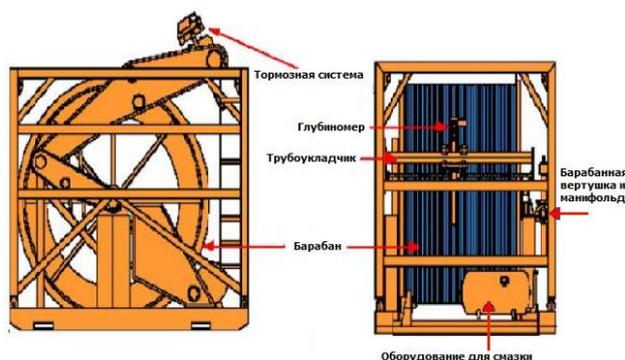


Рисунок 2.3 - Основные компоненты барабана для намотки ГНКТ

При спуске колонны в скважину, требуемое давление гидросистемы будет уменьшаться с уменьшением числа витков на барабане. В процессе спускоподъемных операций количество трубы на барабане изменяется, соответственно вес будет также влиять на давление, требующееся для вращения барабана.

Все барабаны должны быть оборудованы основной задвижкой, располагающейся как можно ближе к концу колонны ГНКТ. Эту задвижку необходимо закрывать в случае возникновения проблем с сальниковым уплотнением вертлюга и таким образом перекрывать трубное пространство.

Манифольд для закачки жидкостей обычно состоит из двух частей: наружного манифольда, состоящего из компонентов линий высокого давления за пределами вертлюга, и внутреннего манифольда, монтированного внутри сердечника барабана.

Движущаяся головка трубоукладчика является идеальным местом для установки механического и электронного счетчиков глубины, использующих вращающиеся и соприкасающиеся с ГТ колесики. Из кабины управления оператора можно видеть показания механического счетчика глубины (одометра), имеющего циферблат с крупными цифрами. Движущаяся головка трубоукладчика также является местом установки аппаратуры контроля состояния трубы: овальность, толщинометрия, ультразвуковой контроль и т.д.

В оборудование современных барабанов входит система смазки трубы ингибитором коррозии, которая находится на трубоукладчике барабана. Система управления системой смазки трубы находится на пульте управления оператора [16]. Для всего парка колтюбингов характерно наличие нескольких моделей инжекторных головок.

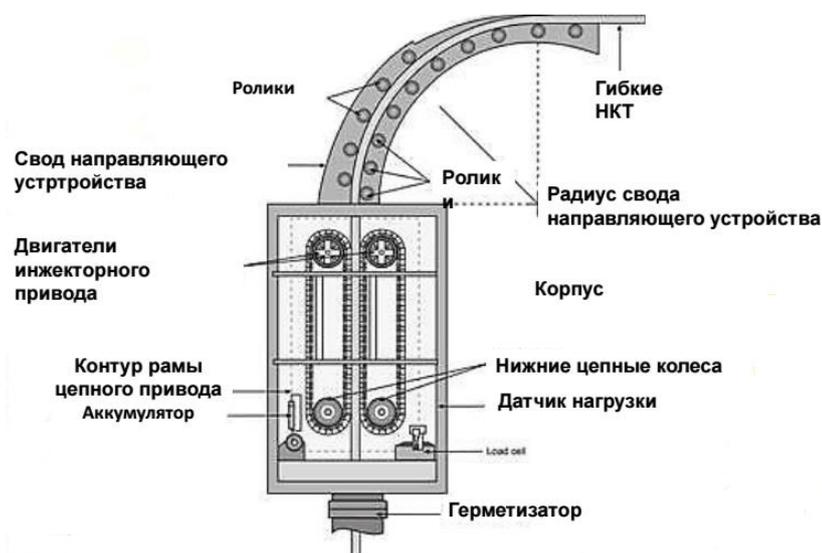


Рисунок 2.4 - Устройство инжекторной головки

Все используемые в настоящее время инжекторы имеют гидравлический привод с двумя или четырьмя двигателями. Двигатели обычно синхронизированы с помощью редуктора, расположенного в верхней части головки. Высоконапорные фильтры на инжекторных головках служат для очистки гидравлического масла и защиты двигателя от посторонних мелких механических примесей (песок, металлическая стружка, части резиновых

элементов и т.д.), которые могут оказаться внутри гидравлической системы при монтаже шланговых соединений привода.

Направляющий сектор (если он установлен) служит в качестве направляющей, поворачивая трубу на угол, образованный устьем скважины и барабаном. Колонна ГНКТ удерживается роликами, расположенными с интервалом в 25 см по окружности гузнека. Гузнек располагается над инжектором. Он направляет трубу точно в цепи инжектора и таким образом уменьшает повреждения, связанные со смещением осей.

Датчик индикатора веса (или тензометр) обычно располагается в нижней части инжектора. Информация о весе или нагрузке передается от датчика веса на циферблат или дисплей индикатора веса электронным или гидравлическим способом.

Информацию о глубинах обычно получают двумя способами с помощью: механического счетчика (одометра) колесного типа с упором колеса на гибкую трубу; электронного датчика, считывающего показания частоты вращения с колеса механического счетчика или с приводного вала инжектора.

Механическое оборудование для измерения глубины может устанавливаться в двух местах: на инжекторе либо на трубокладчике барабана.

#### **2.4.2 Оценка технологической эффективности кислотной обработки с помощью колтюбинга**

Расчет произведем для скважины БД-4.

Скважинные данные для расчета технологических показателей приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Скважинные данные для расчета технологических показателей

L (м)	h (м)	Рпл (Мпа)	D (м)	q (м <sup>3</sup> /сут)	Q (т)
1471	6,4	15	0,22	13,24	951,79

Расчет максимально возможного значения коэффициента продуктивности производится по формуле:

$$\varepsilon_{\text{прод}}^{\text{макс}} = \frac{2\pi h K_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}}}{\mu_{\text{пл}} \ln \frac{R_{\text{пл}}}{R_{\text{заб}}}}, \quad (2.1)$$

где  $K_{\text{пл}}$  – проницаемость пласта,  $h$  – толщина пласта,  $\mu_{\text{пл}}$  – вязкость пластовой продукции,  $R_{\text{пл}}$  – радиус контура питания,  $R_{\text{заб}}$  – радиус скважины.

Коэффициент продуктивности скважины до обработки:

$$\varepsilon_{\text{прод}} = \frac{2\pi h \rho_{\text{пл}}}{\mu_{\text{пл}} \left( \frac{1}{K_{\text{пл}}} \ln \frac{R_{\text{пл}}}{R_{\text{ск}}} + \frac{1}{K_{\text{ск}}} \ln \frac{R_{\text{ск}}}{R_{\text{заб}}} \right)}, \quad (2.2)$$

где  $K_{\text{ск}}$  – проницаемость поврежденной скин-зоны,  $R_{\text{ск}}$  – радиус скин-зоны.

Максимально возможная степень восстановления продуктивности скважины:

$$\alpha_{\text{вос}}^{\text{макс}} = (\varepsilon_{\text{прод}}^{\text{макс}} - \varepsilon_{\text{прод}}) / \varepsilon_{\text{прод}}^{\text{макс}}. \quad (2.3)$$

Целевое значение уровня восстановления продуктивности (расчет требуемого восстановления продуктивности по экономической целесообразности или экспертно):

$$\alpha_{\text{вос}}^{\text{дп}} = \alpha_{\text{вос}}^{\text{макс}} \cdot n_{\text{экс}}, \quad (2.4)$$

где  $n_{\text{экс}}$  – коэффициент снижения прироста добычи, рассчитываемый по экономическим показателям или экспертно.

Целевое значение коэффициента продуктивности ПЗП (после обработки):

$$\varepsilon'_{\text{прод}} = \varepsilon_{\text{прод}} / (1 - \alpha_{\text{вос}}^{\text{дп}}). \quad (2.5)$$

Дебит скважины до обработки:

$$Q = \varepsilon_{\text{прод}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (2.6)$$

где  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление на последнюю дату, МПа,  $P_{\text{заб}}$  – забойное давление на последнюю дату, МПа.

Дебит скважины после обработки:

$$Q' = \varepsilon'_{\text{прод}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \quad (2.7)$$

Дополнительная добыча за  $N$  месяцев длительности эффекта:

$$Q_{\text{доп}} = (Q' - Q) \cdot N \quad (2.8)$$

Необходимый объем раствора:

$$W_p = 1,1 \cdot h; \quad W_p = 1,1 \cdot 6,4 = 7,04 \text{ м}^3. \quad (2.9)$$

Объем товарной кислоты:

$$W_k = W_p \cdot x_p (5.09 \cdot x_p + 999) \quad W_k = 7,04 \cdot 15 (5.09 \cdot 15 + 999) / (27.5 (5.09 \cdot 27.5 + 999)) = 3,63 \text{ м}^3, \quad (2.10)$$

где  $x_k$ ,  $x_p$  – объемные доли товарной кислоты, кислотного раствора соответственно, %.

Объем воды для приготовления кислотного раствора:

$$W_B = W_p - W_k - \Sigma W_{\text{реар}} = 7,04 - 3,63 - 0,0148 - 0,01221 - 0,264 - 0,007429 = 3,1 \text{ м}^3. \quad (2.11)$$

Средняя величина коэффициента изменения продуктивности скважины:

$$K_{\text{ин}} = (q_2/q_1 + q_3/q_2 + \dots + q_n/q_{n-1}) / (n-1) = (6,83/6,9 + 6,42/6,83 + 5,26/6,42 + 4,34/5,26 + 4,05/4,34 + 3,92/4,05 + 3,98/4,05 + 3,53/3,98) / 7 = 0,8574 \text{ т}/(\text{сут} * \text{кг} * \text{с}/\text{см}^2). \quad (2.12)$$

По формуле  $K_m = K_0 * K_{\text{ин}}^m$  определим значение предполагаемого коэффициента продуктивности после СКО. При этом входное значение коэффициента продуктивности

На середину сентября:

$$K_0 = K_5 = 3,53 \text{ т}/(\text{сут} * \text{кг} * \text{с}/\text{см}^2). \quad (2.13)$$

На середину октября:

$$K_6 = K_0 * (K_{\text{ин}})^2 = 3,53 * 0,857^2 = 2,60 \text{ т}/(\text{сут} * \text{кг} * \text{с}/\text{см}^2). \quad (2.14)$$

На середину ноября:

$$K_7 = K_0 * (K_{\text{ин}})^3 = 3,53 * 0,857^3 = 2,23 \text{ т}/(\text{сут} * \text{кг} * \text{с}/\text{см}^2). \quad (2.15)$$

На середину декабря:

$$K_8 = K_0 * (K_{\text{ин}})^4 = 3,53 * 0,857^4 = 1,91 \text{ т}/(\text{сут} * \text{кг} * \text{с}/\text{см}^2). \quad (2.16)$$

На середину января:

$$K_9 = K_0 * (K_{\text{ин}})^5 = 3,53 * 0,857^5 = 1,63 \text{ т}/(\text{сут} * \text{кг} * \text{с}/\text{см}^2). \quad (2.17)$$

Видимый эффект  $\Delta q$  определяем по формуле:

$$\Delta q = q' (1 - K/K') \quad (2.18)$$

$$\Delta q_5 = 5,4 (1 - 5,4/13,21) = 4,16 \text{ т}/\text{сут}. \quad (2.19)$$

$$\Delta q_6 = 6,2 (1 - 2,595/13,2) = 5,46 \text{ т}/\text{сут}. \quad (2.20)$$

$$\Delta q_7 = 6,8 (1 - 2,2247/13,05) = 5,65 \text{ т}/\text{сут}. \quad (2.21)$$

$$\Delta q_8 = 7,8 (1 - 1,908/15,27) = 6,83 \text{ т}/\text{сут}. \quad (2.22)$$

$$\Delta q_9 = 8,2 (1 - 1,692/14,91) = 7,3 \text{ т}/\text{сут}. \quad (2.23)$$

Коэффициент эффективности определяем по формуле:

$$\alpha = 1 - N/n * \Delta P_{1\text{пл}} / \Delta P_2, \quad (2.24)$$

$$\text{Где } \Delta P_{1\text{пл}} = P_k - P_{1\text{пл}} \text{ и } \Delta P_2 = P_k - P_2 \quad (2.25)$$

$$P_k = 15 \text{ МПа}, P_{1\text{пл}} = 12,28 \text{ МПа}. \quad (2.26)$$

$$\Delta P_{1\text{пл}} = 15 - 12,28 = 2,72 \text{ МПа}. \quad (2.27)$$

$$P_2 = (8,7 + 9,2 + 7,3 + 8,4 + 7,9 + 8,8 + 9,2 + 8,3) / 8 = 8,46 \text{ МПа}. \quad (2.28)$$

$$\Delta P_2 = 15 - 8,46 = 6,54 \text{ МПа.} \quad (2.29)$$

$$N = (0,75 + 0,69 + 0,82 + 0,79 + 0,69 + 0,72 + 0,67 + 0,70)/8 = 0,73. \quad (2.30)$$

$$\alpha = 1 - 0,73/0,69*2,72/6,54 = 0,57. \quad (2.31)$$

Текущий технологический эффект определяется по формуле:

$$\Delta q_{i\alpha} = \alpha * \Delta q_i. \quad (2.32)$$

$$\Delta q_{6\alpha} = 0,57*4,16 = 2,39 \text{ т/сут.} \quad (2.33)$$

$$\Delta q_{7\alpha} = 0,57*5,46 = 3,13 \text{ т/сут.} \quad (2.34)$$

$$\Delta q_{8\alpha} = 0,57*5,65 = 3,24 \text{ т/сут.} \quad (2.35)$$

$$\Delta q_{9\alpha} = 0,57*6,83 = 3,92 \text{ т/сут.} \quad (2.36)$$

Для подсчета суммарного технологического эффекта используем формулу:

$$\Delta Q_\alpha = \sum \Delta q_{i\alpha} t_i, \text{ где } t_i = m_i k_{\alpha i} \quad (2.37)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_\alpha &= 2,39*31 + 3,13*30 + 3,24*31 + 3,92*31 + 4,16*30 + 4,59*31 + 4,71*30 \\ &= 901,79 \text{ т.} \end{aligned} \quad (2.38)$$

Выводы по результатам расчётов: средняя величина коэффициента изменения продуктивности скважины  $0,8574 \text{ т}/(\text{сут}*\text{кг}*\text{с}/\text{см}^2)$

Максимальный технологический эффект составил  $901,79 \text{ т}$  в день. Принимаем максимальный технологический эффект в год -  $330000 \text{ т}$ .

### 3. Экономическая часть

#### 3.1 Расчет себестоимости продукции

Себестоимость единицы продукции – выраженные в денежной форме затраты предприятия на потреблённые средства производства, выплаченную заработную плату с начислениями и оплату услуг по изготовлению и реализации. Себестоимость характеризует затраты, как на всю товарную продукцию предприятия, так и на её единицу. Если к производственной себестоимости прибавить внепроизводственные расходы, связанные, прежде всего, со сбытом продукции, то получим полную себестоимость продукции.

Таблица 3.1 - Калькуляция себестоимости добычи нефти на 2018 год

Показатель	2018 год	
	всего, долл. США	на 1 т нефти, долл. США
Расходы на энергию по извлечению нефти	20144,2	1,4
Расходы по искусственному воздействию на пласт	20422,7	1,9
Основная заработная плата производственных рабочих	300983,4	0,2
Отчисления на социальные нужды	39127,8	0,13
Амортизация скважин	5512,7	0,24
Расходы по сбору и транспортировке нефти	3081,4	0,13
Расходы по технологической подготовке нефти	3542,7	0,11
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	50943,4	3,29
Подземный ремонт скважин	2840,2	0,52
Капитальный ремонт скважин	3552,3	0,49
Цеховые расходы	34230,9	0,53
Общепроизводственные расходы	20789,8	2,4
Прочие производственные расходы	70559,1	0,92
в т.ч. - отчисления на воспроизводство МСБ	20,3	0,023
в т.ч. - плата за недра	54231,8	0,67
Производственная себестоимость:		
- валовой продукции	1089934,2	11,18

- товарной продукции	1078720,3	11,17
Полная себестоимость товарной продукции	1063440,3	

Как видно из таблицы 3.1, производственная себестоимость одной тонны нефти составила 11,17 долл. США.

### 3.2 Оценка экономической эффективности от проведения кислотной обработки

Экономический эффект исследуемого мероприятия обусловлен получением дополнительной добычи нефти.

Годовой экономический эффект рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_T = P_T - Z_T, \quad (3.1)$$

где  $P_T$  – стоимостная оценка дополнительной добычи нефти, долл. США;  $Z_T$  – стоимостная оценка затрат на дополнительную добычу нефти и расходы на проведение мероприятия, долл. США.

При проведении новых методов повышения нефтеотдачи используется имеющееся на промысле оборудование, поэтому дополнительные капитальные вложения не требуются.

$$P_T = Q_{\text{доп}} \cdot Ц, \quad (3.2)$$

где  $Q_{\text{доп}}$  – дополнительная добыча нефти, долл. США;  $Ц$  – цена реализации одной тонны нефти, долл. США.

Затраты на проведение мероприятия определяются по формуле:

$$Z_T = Z_{\text{крс}} + Z_{\text{э}}, \quad (3.3)$$

где  $Z_{\text{крс}}$  – единовременные затраты, долл. США;  $Z_{\text{э}}$  – затраты на добычу дополнительной нефти, долл. США;

$$Z_{\text{крс}} = (Z_{\text{зп}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{спец.тех}}), \quad (3.4)$$

где  $Z_{\text{зп}}$  – затраты на выплату зарплаты рабочим;  $Z_{\text{мат}}$  – затраты на материалы;  $Z_{\text{спец.тех}}$  – затраты на использование спецтехники;

$$z_{\text{зп}} = \sum c_i \times t \times k_{\text{пр}} \times k_{\text{рк}} \times k_{\text{соц.от}}, \quad (3.5)$$

где  $c_i$  – часовая тарифная ставка  $i$ -го рабочего  $n$ -го разряда;  $t$  – норма времени, час;  $k_{\text{рк}}$  – районный коэффициент, дол.ед;  $k_{\text{соц.от}}$  – социальные отчисления, дол.ед;

$$z_{\text{мат}} = \left( \sum v_k \times c_k \right), \quad (3.6)$$

где  $V_k$  – объем k-го материала,  $m^3$ ;  $C_k$  – стоимость 1  $m^3$  k-го материала, долл. США / $m^3$ ;

$$Z_{\text{спец.тех.}} = \Sigma(T_{\text{исп.м}} \times C_{\text{с.т.м}}), \quad (3.7)$$

где  $T_{\text{исп.м}}$  – время использования m-ой спецтехники, час;  $C_{\text{с.т.м}}$  – стоимость одного часа работы m-ой спецтехники, долл. США /час.

$$Z_э = Q_{\text{доп.}} \cdot Z_{\text{уп}}, \quad (3.8)$$

где  $Z_{\text{уп}}$  – эксплуатационные условно-переменные затраты на одну тонну добычи нефти, долл. США /т.

Себестоимость добычи одной тонны нефти до проведения мероприятия определяется по формуле:

$$C_1 = \frac{(Q_1 + \Delta Q_{\text{дон}}) - Z_m}{Q_1}, \quad (3.9)$$

где  $C_1$  – себестоимость добычи одной тонны нефти до проведения обработки, долл. США /т;  $Q_1$  – добыча нефти до проведения обработки, т.

Себестоимость добычи одной тонны нефти после проведения мероприятия определяется по формуле:

$$C_2 = \frac{(Q_2 + \Delta Q_{\text{дон}}) - Z_m}{Q_2}, \quad (3.10)$$

где  $C_2$  – себестоимость добычи одной тонны нефти после проведения обработки, долл. США /т;  $Q_2$  – добыча нефти после проведения обработки, т.

Снижение себестоимости добычи одной тонны нефти определяется по формуле:

$$\Delta C = C_1 - C_2, \quad (3.11)$$

Прирост балансовой прибыли определяется по формуле:

$$\Delta \Pi = (C - C_2) \cdot (Q_1 + Q_{\text{доп.}}) - (C - C_1) \cdot Q_1, \quad (3.12)$$

Чистая прибыль, полученная в результате проведения мероприятия, определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} = \Delta \Pi \cdot (1 - H), \quad (3.13)$$

где  $H$  – ставка налога на прибыль, дол.США.

Повышение производительности труда:

$$\Delta \Pi_{\text{тр}} = (\Pi_{\text{тр1}} / \Pi_{\text{тр2}}) \cdot 100 - 100, \quad (3.14)$$

где  $\Pi_{\text{тр1}}$  и  $\Pi_{\text{тр2}}$  – соответственно производительность труда после и до мероприятия, т/чел.;

$$\Delta \Pi_{\text{три}} = Q_i / \text{ч}, \quad (3.15)$$

где  $\text{ч}$  – численность промышленно производственного персонала, чел.;

Увеличение фондоотдачи определяется, как:

$$\Delta\Phi_0 = \Phi_{02} - \Phi_{01}, \quad (3.16)$$

где  $\Phi_{01}$  и  $\Phi_{02}$  – фондоотдача соответственно после и до мероприятия, т/ долл. США.;

$$\Phi_{0i} = Q_i/C_{o.f.}, \quad (3.17)$$

где  $C_{o.f.}$  – среднегодовая стоимость основных фондов, долл. США.

В таблицах 3.2 - 3.5 приведены исходные данные для расчёта экономической эффективности предлагаемых решений.

Таблица 3.2 - Исходные данные для расчёта

Показатель	Значение
Годовая добыча нефти, тонн	1800000
Дополнительная добыча за счёт проведения обработки, тонн, в год	330000
Себестоимость добычи нефти после ремонта, долл. США /т	11,18
Цена товарной нефти, долл. США	11,82
Ставка налога на прибыль, %	30
Эксплуатационные условно переменные затраты на одну тонну добычи нефти от полной себестоимости, %	39
Стоимость основных фондов, долл. США	35580,7

Таблица 3.3 - Исходные данные для расчёта затрат бригады КРС

Рабочая бригада	Разряд	Тарифная ставка, долл. США /час	Норма времени, час	Премия, %	Районный коэффициент, %	Отчисления на соц. нужды, %
Мастер		5,8	42	80	15	38,5
Бурильщик	6	3,9				
Помощник бурильщика	4	2,85				

Таблица 3.4 - Исходные данные для расчета затрат на материалы

Материал	Объём, м <sup>3</sup>	Стоимость 1 м <sup>3</sup> , долл. США
Гипсан	9,440	240,7
Соляная кислота	12,660	83,6
Хлорид кальция	14,160	129,2
Уксусная кислота	0,005	43,71
Хлорид бария	0,013	54,4
Марвелан	0,038	278,9

Таблица 3.5 - Исходные данные для расчета затрат на используемую спецтехнику

Вид спецтехники	Время работы, час	Стоимость одного часа работы, долл. США/час
Установка колтюбинга	38	92,9
ЦА – 320, 2 шт.	6	25
Азинмаш-30	4	24,1
Водовоз	4,5	21,56

Затраты на выплату зарплаты рабочим:

$$Z_{\text{зп}} = (5,8 + 3,9 + 2,85) \cdot 42 \cdot 1,8 \cdot 1,15 \cdot 1,385 = 1333,9 \text{ долл. США}; \quad (3.18)$$

Затраты на материалы:

$$Z_{\text{мат}} = 9,44 \cdot 240,7 + 12,66 \cdot 83,6 + 14,16 \cdot 129,2 + 0,005 \cdot 43,71 + 0,013 \cdot 54,4 + 0,038 \cdot 278,9 = 5173,17 \text{ долл. США}; \quad (3.19)$$

Затраты на использование спецтехники:

$$Z_{\text{спец.тех}} = 1652 \text{ долл. США}; \quad (3.20)$$

Единовременные затраты:

$$Z_{\text{крс}} = 5471,6 \text{ долл. США}; \quad (3.21)$$

Итоговые затраты на проведение мероприятия СКО:

$$Z_{\text{т}} = 1652 + 5471,6 = 7123,6 \text{ долл. США}; \quad (3.22)$$

Стоимость дополнительно добытой нефти:

$$P_{\text{т}} = 330000 \cdot 11,82 = 3900600 \text{ долл. США}; \quad (3.23)$$

Экономический эффект:

$$Э_{\text{т}} = 3900600 - 7123,6 = 3893476,4 \text{ долл. США}; \quad (3.24)$$

Себестоимость до внедрения мероприятия:

$$C_1 = \frac{11,82 \cdot 1800000 - 7123,6}{1800000 - 330000} = 14,46 \text{ долл. США/т}; \quad (3.25)$$

Снижение себестоимости в результате внедрения мероприятия:

$$\Delta C = 14,46 - 11,82 = 2,64 \text{ долл. США/т}. \quad (3.26)$$

Прирост балансовой прибыли составит:

$$\begin{aligned} \Delta П &= (14,46 - 11,17) \cdot 1800000 - (14,46 - 11,17) \cdot (1800000 - 330000) = \\ &= 1085700 \text{ долл. США}; \end{aligned} \quad (3.27)$$

Чистая прибыль предприятия:

$$\Delta П_r = 1085700 \cdot (1 - 0,3) = 759990 \text{ долл. США}; \quad (3.28)$$

Производительность труда на предприятии:

$$П_{тр1} = (1800000 - 330000) / 3152 = 466,3 \text{ т/чел.}; \quad (3.29)$$

$$П_{тр2} = (1800000) / 3152 = 571,06 \text{ т/чел.}; \quad (3.30)$$

Повышение производительности труда:

$$\Delta П_{тр} = (571,06 / 466,3) \cdot 100 - 100 = 22,1 \%; \quad (3.31)$$

Фондоотдача:

$$\Phi_{O1} = (1800000 - 330000) / 35580,7 = 41,31 \text{ т/ долл. США}; \quad (3.32)$$

$$\Phi_{O2} = 1800000 / 35580,7 = 50,58 \text{ т/долл. США}; \quad (3.33)$$

Рост фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_o = 50,58 - 41,31 = 9,27 \text{ т/долл. США}. \quad (3.34)$$

Таблица 3.6 - Результаты расчёта экономической эффективности

Показатель	Значение
Дополнительная добыча нефти, тонн в год	330000
Затраты на проведение мероприятия, долл. США.	7123,6
Экономический эффект, долл. США	3893476,4
Снижение себестоимости добычи 1 т нефти, долл. США/т	2,64
Прирост балансовой прибыли, долл. США	1085700
Чистая прибыль от мероприятия, долл. США	759990
Повышение производительности труда, %.	22
Повышение фондоотдачи, т/ долл. США	9,27

#### **4. Охрана труда и техника безопасности**

Установка по приготовлению обратных эмульсий при обработках соляной кислотой считается пожароопасным объектом. На ее территории и подъездных путях устанавливаются объявления о пожароопасности. Установка оснащается первичными средствами пожаротушения – огнетушителями, ящиком с песком, стандартным инструментом. На территории установки установлен пожарный стояк.

В течение всего времени работы с применением обратных эмульсий или товарной нефти на расстоянии менее 25 м от устья скважины и емкостями с эмульсиями запрещается: пользование открытым огнем (курение, электросварочные работы); пребывание техники, не оборудованной искрогасителями на выхлопных трубах.

Для хранения ингибиторов коррозии, солеотложений кислот, бактерицидов оборудованы специальные места (базы химреагентов), которые недоступны для посторонних лиц, имеют обваловку, обеспечены указателем о токсичности и имеют таблички с указанием ответственного за хранение и отпуск реагентов.

При закачке химреагентов на нагнетательной линии у устья скважины установлен обратный клапан. Нагнетательную систему после сборки до начала закачки опрессовывают на полуторократное ожидаемое рабочее давление. При гидравлических испытаниях оборудования и нагнетательной системы обслуживающий персонал удаляется за пределы опасной зоны.

На период закачки реагентов вокруг скважины и применяемого оборудования устанавливается опасная зона радиусом 50 м. Насосные установки расположены не менее чем за 10 м от устья скважины, расстояние между ними не менее 1 м. Другие установки для выполнения работ размещаются на расстоянии не менее 25 м от устья скважины.

На агрегатах устанавливаются исправные опломбированные манометры, а нагнетательные системы имеют предохранительные устройства для защиты насосов и нагнетательных линий от разрыва при превышении допустимого давления.

## 5. Охрана окружающей среды

Технологические процессы, существующие в нефтяной и газовой промышленности, сопровождаются выбросами в почву, водоемы и атмосферу значительных количеств производственных отходов, загрязняющих воду, воздух и почву. Сброс загрязненных сточных вод, содержащих ядовитые органические и неорганические вещества, приводит к уничтожению растительности и рыбных богатств, ограничивает возможность использования водоемов для питьевого и промышленного водоснабжения, что приносит огромный ущерб народному хозяйству. Большой экономический ущерб народному хозяйству наносят промышленные выбросы в атмосферу. Во многих случаях с выбросами в атмосферу, промышленными газами, дымом и пылью уносится значительное количество ценных химических продуктов.

Источниками возможных загрязнений являются резервуары, технологические емкости, установки по подготовке нефти, факельное хозяйство (факел высокого давления, на который подается газ после отделения на промысловых сепараторах, и факел низкого давления, куда подаются выбросы от дыхательных клапанов резервуаров, сепараторов и прочего технологического оборудования), газопроводы, котельные и печи УКПН. Для предупреждения загрязнения по всем объектам нефтедобычи проведена инвентаризация источников выбросов вредных веществ. На основании инвентаризации по каждому месторождению разработаны проекты содержания предельно-допустимых веществ в воздухе. Эта работа дала возможность производить плату за выбросы в пределах установленных лимитов, не превышая нормативы. По нормативам проектов предельно-допустимых веществ на каждом месторождении установлены санитарно-защитные зоны, организован ведомственный контроль за содержанием сероводорода, кроме того, проводятся контрольные замеры на содержание углеводородов, сернистого углеводорода, оксидов азота и углерода.

Технологические мероприятия предусматривают применение новейшего технологического оборудования, прогрессивных технологий производства, в том числе:

- 1) применение высокоэффективной факельной установки, на которой предусмотрено беспламенное горение, которое достигается путем предварительной очистки и осушки газа, поступающего на факел, а также

путем применения высокоэффективной факельной системы с камерой дожигания несгоревшего газа (микрофакельное горение).

2) оборудование дыхательными клапанами резервуаров нефти, исключающими значительные потери углеводородов.

3) предусмотрен сброс с предохранительных клапанов и улавливание газового конденсата, воды и нефтешламов в дренажные емкости.

4) использование пневматической системы управления технологическим процессом с индикацией основных технологических параметров на центральный пункт управления установкой, в случае аварийного отключения данная система управления позволяет перейти к безопасному и организованному отключению установки.

5) обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов.

6) автоматизация и дистанционный контроль.

7) своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования.

8) размещение вредных и пожаро-, взрывоопасных процессов в отдельных помещениях и на открытых площадках.

## Заключение

Процессы добычи, последующего сбора и подготовки нефти должны быть обеспечены сложными технологическими схемами, которые проектируют, исходя из особенностей месторождения, требований безопасности, доступного оборудования и т.д.

Одной из важных задач нефтедобывающей промышленности в настоящее время является увеличение коэффициента нефтеотдачи и темпов разработки нефтяных залежей.

Для увеличения добычи нефти в скважинах исследуемого месторождения Барда применяются соляно-кислотные, пенокислотные, термопенокислотные и гивпано-кислотные обработки.

Из проведённого анализа соляно-кислотных обработок установлено, что простые соляно-кислотные обработки наиболее эффективны в интервале обводнённости от 0 до 30%, пенокислотные до 40%, термопенокислотные до 25%, гивпано-кислотные от 50 и до полного обводнения.

В результате применения СКО достигается: уменьшение отборов попутно добываемой воды; увеличение дебита нефти – соляная кислота воздействует на низкопроницаемые нефтенасыщенные пропластки, создавая в них новые каналы дренирования и увеличивает размеры старых.

Проведён анализ успешности СКО. Перспективным направлением по повышению эффективности разработки коллекторов месторождений является проведение СКО.

В экономической части посчитан экономический эффект от проведения соляно-кислотной обработки и получены следующие результаты: экономический эффект составил 3893476,4 долл. США, снижение себестоимости добычи 1 т нефти – 2,64 долл. США, прирост балансовой прибыли – 1085700 долл. США. Таким образом, проведение СКО можно рекомендовать как мероприятие, позволяющее улучшить технико-экономические показатели.

Была произведена оценка уровня безопасности и экологичности процессов добычи нефти на исследуемом месторождении и на основе этой оценки был сделан вывод о том, что, соблюдение всех необходимых норм труда позволяют обеспечить высокий уровень организации безопасности производства и окружающей среды при проведении СКО.

## Список использованных источников

1. Амиян В.А., Васильева Н.П., Джавадян А.А. Повышение нефтегазоотдачи пластов путем совершенствования их вскрытия и освоения. М., 2014. 80 с.
2. Ахметов С. А., Ишмияров М. Х., Кауфман А. А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых; Недра - Москва, 2013. - 844 с.
3. Бакиров А.А., Бакиров Э.А. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти газа. В 2т. Кн. 1. Теоретические основы прогнозирования нефтегазоспособности недр. Бакиров А.А., Бакиров Э.А.; Недра - Москва, 2015. - 467 с.
4. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра. 2012. 343 с.
5. Вержичинская С. В., Дигуров Н. Г., Синицин С. А. Химия и технология нефти и газа; Форум - Москва, 2014. - 400 с.
6. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений; Книга по Требованию - Москва, 2016. - 332 с.
7. Закиров С.Н., Индрупский И.М. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2; - , 2013. - 488 с.
8. Ибрагимов М.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. М. Наука. 2015. 414 с.
9. Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа; Альянс - Москва, 2015. - 588 с.
10. Подвинцев И. Б. Нефтепереработка. Практический вводный курс; Интеллект - Москва, 2014. - 120 с.
11. Покрепин Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений; Феникс - Москва, 2015. - 320 с.
12. Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г. Подземная гидравлика М. Недра, 2013. 359 с.
13. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газо-нефтяных месторождений.
14. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.

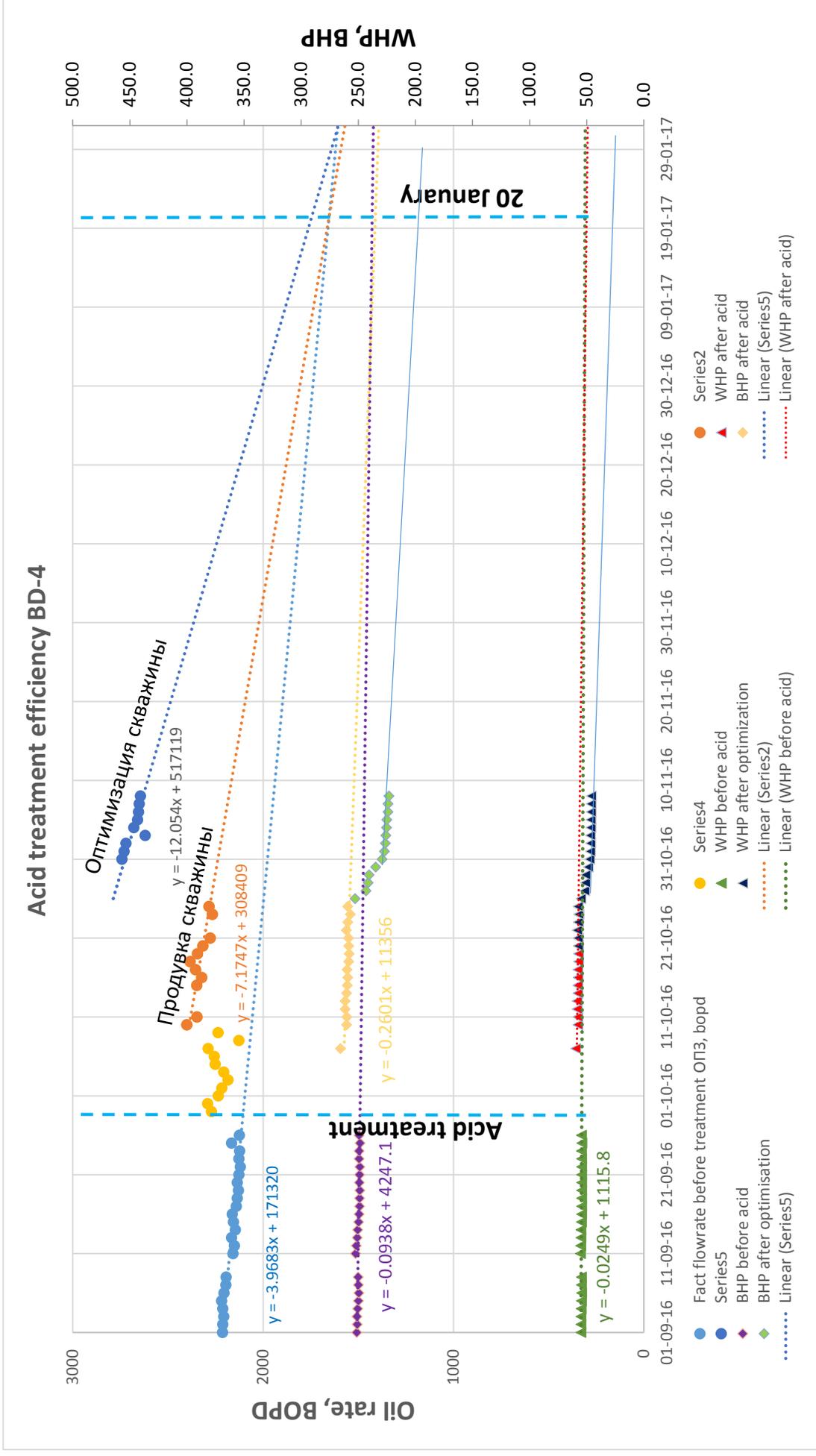
15. Снарев А. И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа; Инфра-Инженерия - Москва, 2014. - 232 с.

16. Справочник инженера по подготовке нефти / А.Е. Лебедьков, А.В. Кан, А.Е. Андреев, Л.В. Лушникова; ООО «РН-Юганскнефтегаз». – Нефтеюганск, 2013. – 299 с.

17. Шматов В. Ф. Экономика, организация и планирование производства на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. - М.: Недра, 2010.

# Технологическая эффективность СКО БД4

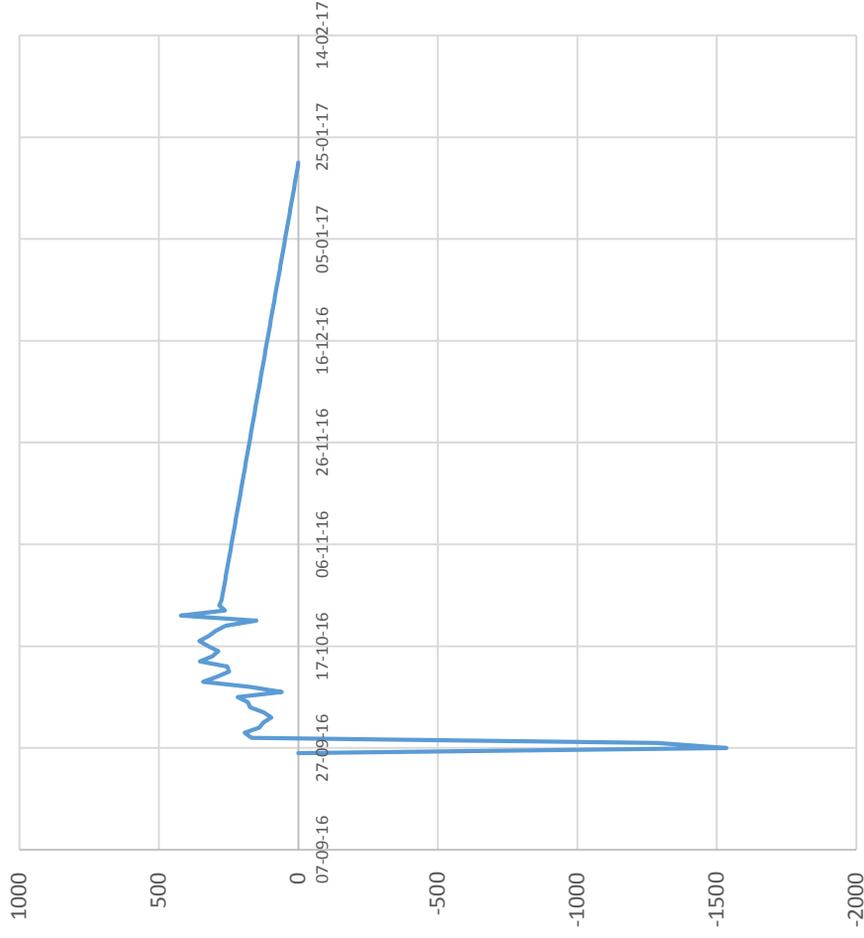
## Приложение 1



Расчетное окончание эффективности СКО 20/01/17

# Экономическая эффективность

## Эффект от СКО



Накопленная добыча без СКО прогноз, bbls	220613
Накопленная добыча с СКО прогноз, bbls	236141
<b>Эффект от СКО, bbls</b>	<b>15528</b>

For 2016-2017 (forecast)	BD4 plan	BD4 act+predic
Date of acid treatment	oct.16	oct.16
Rate increase, bopd	287	167
Additional production, kbopd	68,920	15,528
Additional production, kt	9,314	2,1
Net CF, kUSD	1435	46,72
Discount CF, kUSD	1049	794
IRR, %	41	9
PI, ед.	1,7	1,1

- Технологическая эффективность СКО оценивается в +15,528 тыс.барр (+2,1 тыс.т.)
- Экономическая - PI = 1.1

# Приложение 2



## IRAQ STIMULATION LABORATORY

### Compatibility Test Results

Client : GAZPROM  
Well : BD04  
Date : 17<sup>TH</sup>, SEPTEMBER, 2016  
Laboratory Ref. No : IRQ-STM 001  
Requested By : Ulloa Gutierrez, Joel V  
Testing Performed by : Aws Maarouf Ibrahim  
Report Reviewed By : Ulloa Gutierrez, Joel V  
Lab Key Words : Compatibility Test

## Contents

SUMMARY .....	3
1. Samples Identifications .....	3
2. Experimental Method.....	3
3. Fluid Formulation .....	4
4. Results.....	5
5. Conclusion .....	6
6. Compatibility Tests Pictures .....	7

## SUMMARY

The Objective of this test is to perform a compatibility test using Chemical blends as treatment fluids with well crude oil sample. Crude oil sample for well BD04 was received from GAPROM NEFT BADRA.

### 1. Samples Identifications

- Well fluid sample was receive on : 09, September, 2016
- Well fluid Sample Approx : 5 L in crude oil container

### 2. Experimental Method

- **Compatibility test Procedures**

1. Preheat the Mixtures & Well fluid sample separately to BHT 122°C for 30 minutes.
2. Prepare Graduated Cylinder to contain:
  - 50 ml of 15% HCl Acid SURE & with 50 ml of BD04 Well Crude Oil Sample (BD04-001-2016)
  - 50 ml of 18% HCl Viscoelastic Acid SURE & with 50 ml of BD04 Well Crude Oil Sample (BD04-001-2016)
  - 50 ml of 18% HCl Viscoelastic Acid SURE HC & with 50 ml of BD04 Well Crude Oil Sample (BD04-001-2016)
3. Shake the cylinders vigorously for 1 min.
4. Place the cylinders into the heated water bath for 30 minutes
5. Take the cylinders out of the water bath and visually check the separation level between the mixtures and crude oil phases
6. Assess whether all the mixtures and crude oil have separation from other phase, the interface should be clean and sharp.

### 3. Fluid Formulation

#### 15% HCl Acid SURE COMPOSITION

Recipe for 15% HCl Acid SURE				
No.	Additive Description	Code	Field Dosage	Lab Dosage
			gal/1000gal	ml/1000ml
1	Water	Water	549	549
2	Raw HCl Acid	32% HCl Acid	434	434
3	Clay stabilizer	KCl	170	20.37
4	Corrosion Inhibitor	WAI-251LC (AI-600)	4	4
5	Non-Emulsifier	WNE-355	1	1
6	Anti-Sludge	WAS 402 LC ( Catsludge)	2	2
7	Water wetting agent	WMS-431L	5	5
8	Iron Control	WIC-646L (ICA-525)	5	5

#### 18% HCl Viscoelastic Acid SURE COMPOSITION

Recipe for 18% Viscoelastic Acid SURE				
Sr. No	Additive Description	Code	Field Dosage	Lab Dosage
			gal/1000gal	ml/1000ml
1	Water	Fresh Water	455	455
2	Raw HCl Acid	32% HCL Acid	528	528
3	Clay stabilizer	Potassium Chloride	170.0	20.37
4	Corrosion Inhibitor	WAI-251LC (AI-600)	4	4
5	Non-Emulsifier	WNE-355	1	1
6	Anti-Sludge	WAS 402 LC ( Catsludge)	2	2
7	Water wetting agent	WMS-431L	5	5
8	Iron Control	WIC-646L (ICA-525)	5	5
9	Viscoelastic Surfactant Acid Gelling Agent	WGA-37LC ( AGA 400 MEV/Aromox APA)	40	40

### 18% HCl Viscoelastic Acid SURE HC COMPOSITION

Recipe for 18% Viscoelastic Acid SURE HC				
Sr. No	Additive Description	Code	Field Dosage	Lab Dosage
			gal/1000gal	ml/1000ml
1	Water	Fresh Water	455	455
2	Raw HCl Acid	32% HCL Acid	528	528
3	Clay stabilizer	Potassium Chloride	170.0	20.37
4	Corrosion Inhibitor	WAI-251LC (AI-600)	4	4
5	Non-Emulsifier	WNE-355	1	1
6	Anti-Sludge	WAS 402 LC ( Catsludge)	2	2
7	Water wetting agent	WMS-431L	5	5
8	H2S Scavenger	WZZ-910L ( Alpha one)	1	1
9	Iron Control	WIC-646L (ICA-525)	5	5
10	Viscoelastic Surfactant Acid Gelling Agent	WGA-37LC ( AGA 400 MEV/Aromox APA)	60	60

## 4. Results

### Crude Oil Sample VS 15% HCl Acid SURE Compatibility Test Results

Time (min.)	50% Crude Oil: 50 AcidSure 15% HCl
10	Fair Separation
30	Clear Separation
60	Clear Separation
120	Clear Separation

### Crude Oil Sample VS 18% HCl Viscoelastic Acid SURE Compatibility Test Results

Time (min.)	50% Crude Oil: 50 AcidSure 15% HCl
10	Fair Separation
30	Fair Separation
60	Clear Separation
120	Clear Separation

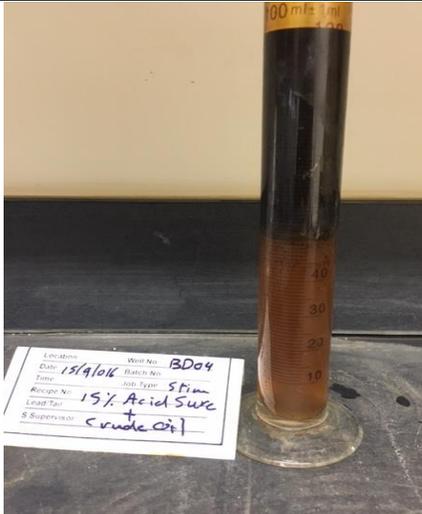
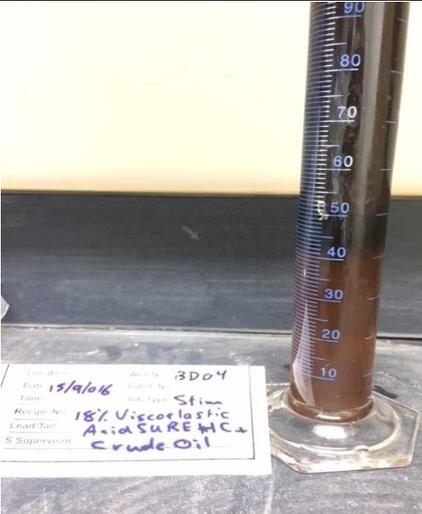
## Crude Oil Sample VS 18% HCl Viscoelastic Acid SURE HC Compatibility Test Results

Time (min.)	50% Crude Oil: 50 AcidSure 15% HCl
10	Fair Separation
30	Fair Separation
60	Clear Separation
120	Clear Separation

### 5. Conclusion

- The blend of 15% HCl Acid SURE and crude oil sample (50:50 ratio) were clearly separated into two phases after 5 min.
- The blend of 18% Viscoelastic HCl Acid SURE and crude oil sample (50:50 ratio) were completely separated into two phases after 15 min.
- The blend of 18% Viscoelastic HCl Acid SURE HC and crude oil sample (50:50 ratio) were completely separated into two phases after 20 min.
- By pour the contents of the tubes through a clean 100 mesh screen there is no sludge or precipitate was observed.
- Observing all the above illustrated points we can say that well bore fluid sample provided by GPNB and treatment fluids designed by WFT are compatible.

## 6. Compatibility Tests Pictures

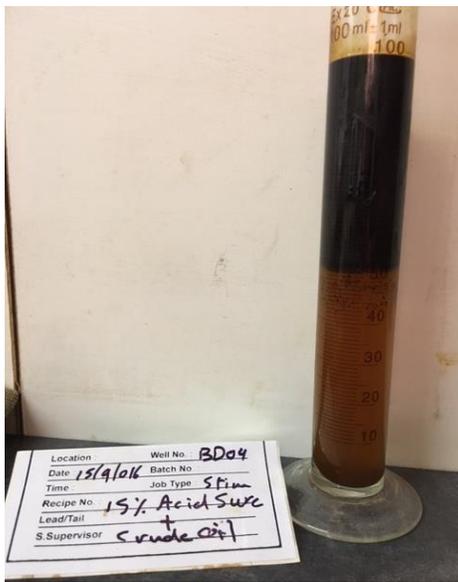
 <p>Location: Well No: BDO4          Date: 15/9/06 Batch No:          Time: Job Type: Stim          Recipe No: 15% Acid SURE          Lead/Tail:          S Supervisor: Crude Oil</p>	 <p>Location: Well No: BDO4          Date: 15/9/06 Batch No:          Time: Job Type: Stim          Recipe No: 18% Viscoelastic          Lead/Tail: Acid SURE HC          S Supervisor: Crude Oil</p>	 <p>Location: Well No: BDO4          Date: 15/9/06 Batch No:          Time: Job Type: Stim          Recipe No: 18% Viscoelastic          Lead/Tail: Acid SURE HC          S Supervisor: Crude Oil</p>
<p><b>Well fluid : 15% HCl Acid SURE</b>  <b>After 10 min.</b></p>	<p><b>Well fluid : 18% HCl Viscoelastic Acid SURE</b>  <b>After 10 min.</b></p>	<p><b>Well fluid : 18% HCl Viscoelastic Acid SURE HC</b>  <b>After 10 min.</b></p>
 <p>Location: Well No: BDO4          Date: 15/9/06 Batch No:          Time: Job Type: Stim          Recipe No: 15% Acid SURE          Lead/Tail:          S Supervisor: Crude Oil</p>	 <p>Location: Well No: BDO4          Date: 15/9/06 Batch No:          Time: Job Type: Stim          Recipe No: 18% Viscoelastic          Lead/Tail: Acid SURE HC          S Supervisor: Crude Oil</p>	 <p>Location: Well No: BDO4          Date: 15/9/06 Batch No:          Time: Job Type: Stim          Recipe No: 18% Viscoelastic          Lead/Tail: Acid SURE HC          S Supervisor: Crude Oil</p>
<p><b>Well fluid : 15% HCl Acid SURE</b>  <b>After 30 min.</b></p>	<p><b>Well fluid : 18% HCl Viscoelastic Acid SURE</b>  <b>After 30 min.</b></p>	<p><b>Well fluid : 18% HCl Viscoelastic Acid SURE HC</b>  <b>After 30 min.</b></p>



Well fluid : 15% HCl Acid SURE  
After 60 min.

Well fluid : 18% HCl Viscoelastic Acid SURE  
After 60 min.

Well fluid : 18% HCl Viscoelastic Acid SURE HC  
After 60 min.



Well fluid : 15% HCl Acid SURE  
After 120 min.

Well fluid : 18% HCl Viscoelastic Acid SURE  
After 120 min.

Well fluid : 18% HCl Viscoelastic Acid SURE HC  
After 120 min.

# Приложение 3



## IRAQ STIMULATION LABORATORY

### Solubility Test Report

Client : GAZPROM  
Well : BD04  
Date : 17<sup>TH</sup>, SEPTEMBER, 2016  
Laboratory Ref. No : IRQ-STM 002  
Requested By : Ulloa Gutierrez, Joel V  
Testing Performed by : Aws Maarouf Ibrahim  
Report Reviewed By : Ulloa Gutierrez, Joel V  
Lab Key Words : Solubility Test

## Contents

SUMMARY .....	3
1. Samples Identifications .....	3
2. Experimental Method.....	3
3. Fluid Formulation .....	3
4. Results.....	5
5. Conclusion .....	6
6. Solubility Tests Pictures.....	7

## SUMMARY

The Objective of this test is to perform a solubility test using chemical blends designed by WFT as treatment fluids with well crude oil sample.

Crude oil sample for well BD04 was received from GAPROM NEFT BADRA.

### 1. Samples Identifications

- Well fluid sample was receive on : 09, September, 2016
- Well fluid Sample Approx : 5 L in crude oil container

### 2. Experimental Method

#### • Solubility Test Procedures

1. 3 grams of formation cuttings weighed. 3 cutting samples were prepared (3 grams each)
2. Prepare three 250 ml beakers to contain:
  - 100 ml of 15% HCl Acid SURE
  - 100 ml of 18% HCl Viscoelastic Acid SURE
  - 100 ml of 18% HCl Viscoelastic Acid SURE HC
3. The treating acid poured over the cuttings in a 250 ml beaker and shake vigorously for 10 minutes.
4. The mixture was placed in a preheated water bath for  $\pm 2$  hours
5. The mixture was filtered to separate particles from the treatment fluid.

### 3. Fluid Formulation

#### 15% HCl Acid SURE COMPOSITION

Recipe for 15% HCl Acid SURE				
No.	Additive Description	Code	Field Dosage	Lab Dosage
			gal/1000gal	ml/1000ml
1	Water	Water	549	549
2	Raw HCl Acid	32% HCl Acid	434	434
3	Clay stabilizer	KCl	170	20.37
4	Corrosion Inhibitor	WAI-251LC (AI-600)	4	4
5	Non-Emulsifier	WNE-355	1	1
6	Anti-Sludge	WAS 402 LC ( Catsludge)	2	2
7	Water wetting agent	WMS-431L	5	5
8	Iron Control	WIC-646L (ICA-525)	5	5

### 18% HCl Viscoelastic Acid SURE COMPOSITION

Recipe for 18% Viscoelastic AcidSURE				
Sr. No	Additive Description	Code	Field Dosage	Lab Dosage
			gal/1000gal	ml/1000ml
1	Water	Fresh Water	455	455
2	Raw HCl Acid	32% HCL Acid	528	528
3	Clay stabilizer	Potassium Chloride	170.0	20.37
4	Corrosion Inhibitor	WAI-251LC (AI-600)	4	4
5	Non-Emulsifier	WNE-355	1	1
6	Anti-Sludge	WAS 402 LC ( Catsludge)	2	2
7	Water wetting agent	WMS-431L	5	5
8	Iron Control	WIC-646L (ICA-525)	5	5
9	Viscoelastic Surfactant Acid Gelling Agent	WGA-37LC ( AGA 400 MEV/Aromox APA)	40	40

### 18% HCl Viscoelastic Acid SURE HC COMPOSITION

Recipe for 18% Viscoelastic AcidSURE HC				
Sr. No	Additive Description	Code	Field Dosage	Lab Dosage
			gal/1000gal	ml/1000ml
1	Water	Fresh Water	455	455
2	Raw HCl Acid	32% HCL Acid	528	528
3	Clay stabilizer	Potassium Chloride	170.0	20.37
4	Corrosion Inhibitor	WAI-251LC (AI-600)	4	4
5	Non-Emulsifier	WNE-355	1	1
6	Anti-Sludge	WAS 402 LC ( Catsludge)	2	2
7	Water wetting agent	WMS-431L	5	5
8	H2S Scavenger	WZZ-910L ( Alpha one)	1	1
9	Iron Control	WIC-646L (ICA-525)	5	5
10	Viscoelastic Surfactant Acid Gelling Agent	WGA-37LC ( AGA 400 MEV/Aromox APA)	60	60

## 4. Results

### Formation Cuttings VS 15% HCl Acid SURE Solubility Test Results

*Weight Loss=Initial Sample Weight (3 grams)-Residue Weight (0.7 grams)*

*Weight Loss= 2.3 grams*

*%Total Solubility= (2.3)/ (3) ×100*

*%Total Solubility= 76.6%*

### Formation Cuttings VS 18% HCl Viscoelastic Acid SURE Solubility Test Results

*Weight Loss=Initial Sample Weight (3 grams)-Residue Weight (0.93 grams)*

*Weight Loss= 2.07 grams*

*%Total Solubility= (2.07)/ (3) ×100*

*%Total Solubility= 69%*

### Formation Cuttings VS 18% HCl Viscoelastic Acid SURE HC Solubility Test Results

*Weight Loss=Initial Sample Weight (3 grams)-Residue Weight (1.08 grams)*

*Weight Loss= 1.92 grams*

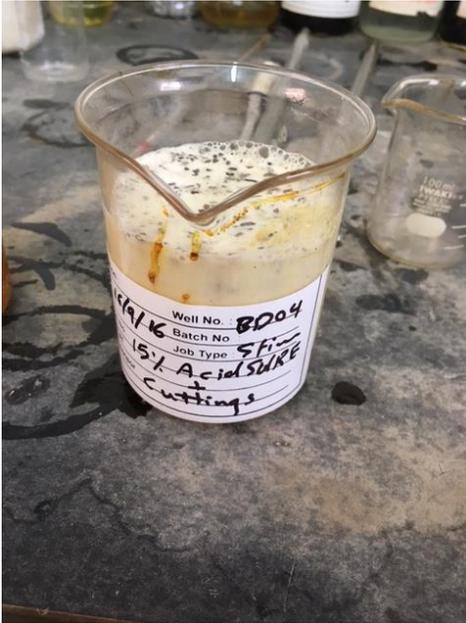
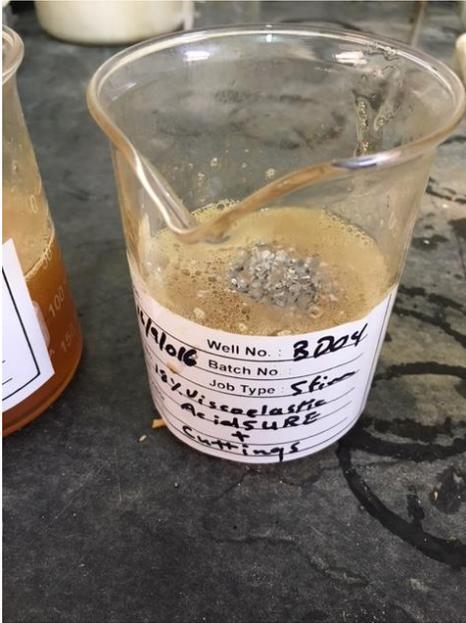
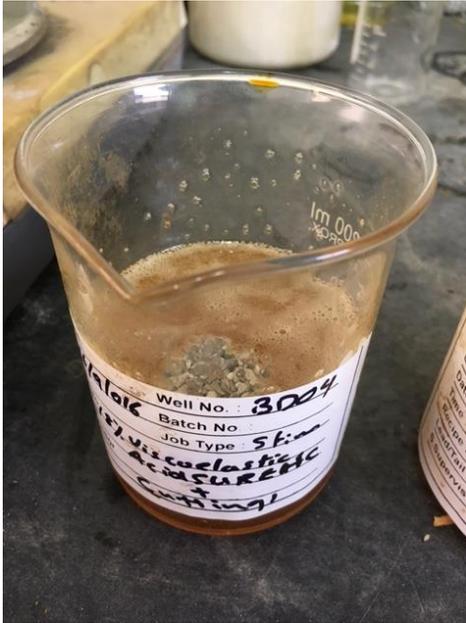
*%Total Solubility= (1.92)/ (3) ×100*

*%Total Solubility= 64%*

## 5. Conclusion

- The blend of 15% HCl Acid SURE and cuttings showed high solubility rate after  $\pm 30$  minutes.
- The blend of 18% Viscoelastic HCl Acid SURE and cuttings showed high solubility rate after  $\pm 45$  minutes.
- The blend of 18% Viscoelastic HCl Acid SURE and cuttings showed high solubility rate after  $\pm 60$  minutes.
- Observing all the above illustrated points we can say that proposed treatment fluids serves very well purpose for which it is designed (matrix acidizing). By this amount of solubility, more worm holes and deeper penetration will happen allowing for increased production rate of the well
- The diversion effect of the 18% HCl Viscoelastic Acid SURE was very clear when it was added to the cuttings. Since no immersing happened for the cuttings inside the diverted acid, the high permeability zones will temporary be blocked by the diverted acid allowing 15% HCl Acid SURE to enter the less permeable perforations. Thus, most of the perforations will be treated with treatment fluids suggested

## 6. Solubility Tests Pictures

		
<p>Well fluid : 15% HCl Acid SURE immediately after mixing with the cuttings</p>	<p>Well fluid : 18% HCl Viscoelastic Acid SURE immediately after mixing with the cuttings</p>	<p>Well fluid : 18% HCl Viscoelastic Acid SURE HC Immediately after mixing with the cuttings</p>