

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

Факультет разработки нефтяных и газовых месторождений

Кафедра разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений

Направление 21.03.01.

Оценка

«К защите»

Заведующий кафедрой

« ____ » _____ 2015 г.

_____ (Ермолаев А. И.)

« ____ » _____ 2015 г.

(подпись секретаря ГАК)

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

на тему:

«Анализ результатов проведения интенсификации притока флюида к скважинам на примере Астраханского газоконденсатного месторождения»

Руководитель работы:

Студент гр. РГ-11-08

доцент, к.т.н. Хайдина М. П.

Райский Юрий Александрович

(должность, степень, фамилия, инициалы)

(фамилия, имя, отчество)

(подпись)

(подпись)

Консультант по разделу

«Безопасность и экологичность»

(дата)

доцент, к.т.н. Чемакин Н. М.

(должность, степень, фамилия, инициалы)

(подпись)

Москва 2015

Министерство образования и науки Российской Федерации
Российский государственный университет нефти и газа
имени И. М. Губкина

Факультет разработки нефтяных и газовых месторождений
Кафедра разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных
месторождений

Направление 21.03.01.

Группа РГ-11-08

ЗАДАНИЕ

на дипломную работу

Студент Райский Юрий Александрович

(фамилия, имя, отчество)

Тема дипломной работы:

«Анализ результатов проведения интенсификации притока флюида к скважинам на примере Астраханского газоконденсатного месторождения»

Время выполнения работы с февраля по май 2015 г.

Руководитель выпускной работы:

Хайдина М. П., доцент, к.т.н., РГУНГ имени И. М. Губкина

(фамилия, инициалы, должность, степень, место работы)

Тема выпускной работы и руководитель утверждены
приказом № 350-у от «03» апреля 2015 г.

Консультант по разделу «Безопасность и экологичность»

Чемакин Н. М., доцент, к.т.н., РГУНГ имени И. М. Губкина

(фамилия, инициалы, должность, степень, место работы)

Заведующий кафедрой Ермолаев А.И.

«___» _____ 2015 г.

Задание принял к исполнению «___» _____ 2015 г.

(подпись студента)

1. Содержание задания

Подробно изучить и проанализировать аспекты проведения мероприятий по интенсификации притока флюида на газовых скважинах в низкопроницаемых трещиноватых коллекторах. Изучить материалы, предоставленные инженерно-техническим центром (ИТЦ) ООО «Газпром добыча Астрахань». Провести сравнение исходного месторождения с рядом других зарубежных объектов с использованием данных статей SPE. Особое внимание в работе уделено применению новейшей разработки компании Schlumberger MaxCO₃ Acid System.

2. Исходные данные к работе

Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов; состав пластового газа; таблица разновидностей химического воздействия на ПЗП; термобарические условия коллектора, коллекторские свойства и типы пород; характеристика осуществляемой системы разработки; конструкция и способы освоения скважин; технологии интенсификации газоотдачи, применяемые на промысле; схемы закачки реагентов при проведении различных видов обработок.

3. Перечень графического материала

Обзорная карта АГКМ; геологический разрез АГКМ; схема конструкции скважин АГКМ с открытым стволом; результаты лабораторных исследований систем MaxCO₃ Acid System и VDA; схема обвязки оборудования при проведении СКО на АГКМ;

4. Задание и исходные данные по разделу «Безопасность и экологичность»

Разработать рекомендацию по безопасному и экологичному проведению работ по интенсификации газоотдачи на скважинах АГКМ

Подпись консультанта _____

6. Рекомендуемая исходная литература

Алиев З.С., Самуйлова Л.В. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин. - “Макс пресс”, 2011, - 338с.

Басниев К. С., Власов А. М., Кочина И. Н., Максимов В.М. Подземная гидравлика. – М.: Недра, 1986, – 303 с.

Гвоздев Б. П., Гриценко А. И., Корнилов А. Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие // М.: Недра, 1988. – 575 с.: ил. – ISBN 5-247-00142-7.

Тер-Саркисов Р.М., Перепеличенко В.Ф., Билалов Ф.Р. Проект разработки Астраханского газоконденсатного месторождения // Москва, 2000

Токунов В. И., Саушин А. З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин // М.; ООО «Недра-Бизнесцентр». 2004. – 711 с.: ил. – ISBN 5-8365-0189-0

Подпись руководителя выпускной работы _____

КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК РАБОТЫ ПО РАЗДЕЛАМ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

№ п/п	Перечень разделов работы	Срок выполнения	Отметки о выполнении
1.	Сбор исходной информации об Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ)	01.09.2014	
2.	Работа со статьями. Разбор технологии MaxCO ₃ Acid System	01.11.2014	
3.	Составление обзора способов воздействия на пласт	01.03.2015	
4.	Анализ мероприятий по интенсификации притока газа к скважинам на АГКМ. Анализ результатов проведения обработок по данным ГДИ.	01.04.2015	
5.	Работа со Стандартом предприятия ООО «Газпром добыча Астрахань» СТП 05780913.16.2-2006. Выявление перечня требований, предъявляемые к охране труда и окружающей среды на АГКМ	01.05.2015	
6.	Анализ перспективных методов интенсификации притока газа к скважинам на АГКМ	15.05.2015	

Составлен «___» _____ 2015 г.

(Подпись руководителя)

(Подпись студента)

АННОТАЦИЯ

Райский Ю. А. «Анализ результатов проведения интенсификации притока флюида к скважинам на примере Астраханского газоконденсатного месторождения», дипломная работа, 2015 - 124 стр., 27 табл., 29 рис. Руководитель к.т.н., доцент Хайдина М.П. Кафедра разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.

В дипломной работе рассмотрены основные технологии интенсификации притока флюида к газовым скважинам, дана краткая характеристика Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ). Проанализированы результаты проведения кислотных обработок на АГКМ. Переведены и адаптированы статьи о применении технологии MaxCO₃ Acid System на месторождениях Казахстана и Саудовской Аравии. При помощи методов обработки данных, полученных в ходе газогидродинамических исследований скважин, построены графики для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления для обрабатываемых скважин. Проведен анализ полученных результатов.

Оглавление

Сбор исходной информация об Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ).....	1
Введение.....	9
Глава 1. Исходная информация об Астраханском газоконденсатном месторождении	11
1.1 Сведения о регионе работ	11
1.2. Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов	14
1.3. Термобарические условия.....	17
1.4. Коллекторские свойства и типы пород.....	18
1.5. Начальный состав пластовой системы.....	19
1.6. Характеристика осуществляемой системы разработки	21
1.7. Конструкции скважин.....	24
1.8. Освоение скважин	29
1.9. Выводы	30
Глава 2. Обзор способов воздействия на пласт. Кислотные обработки.....	31
2.1. Обоснование выбора скважины для проведения КО	35
2.2. Факторы, влияющие на эффективность проведения кислотной обработки	37
2.3. Виды химических реагентов, применяемых для кислотных обработок	41
2.4. Технологии кислотной обработки MaxCO ₃ Acid System и VDA	48
2.4.1. Характеристики технологий MaxCO ₃ Acid System и VDA.....	50
2.4.2. Опыт применения системы MaxCO ₃ Acid System на месторождении Южный Гавар, Саудовская Аравия	51
2.4.3. Опыт применения системы MaxCO ₃ Acid System на месторождении Тенгиз, Казахстан	56
2.5. Выводы	62
Глава 3. Интенсификация притока газа на АГКМ.....	63
3.1. Схема проведения интенсификации притока на АГКМ	74
3.2. Виды обработок на АГКМ	77
3.2.1. Первоначальные обработки	77

3.2.2. Новые технологии обработки на АГКМ.....	82
3.3. Химические реагенты, используемые на АГКМ	101
3.3.1. Кислоты.....	101
3.3.2. Поверхностно-активные вещества	102
3.4. Выводы	105
Глава 4. Требования, предъявляемые к охране труда и окружающей среды на АГКМ.....	106
4.2. Охрана труда и техника безопасности при проведении технологических операций.....	106
4.3. Мероприятия по охране окружающей среды.....	108
Глава 5. Перспективные направления в развитии технологии интенсификации притока на АГКМ.....	111
Заключение	112
Список использованной литературы.....	114

Введение

Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) является сложным для освоения месторождением углеводородов. Для АГКМ характерно аномально высокое пластовое давление, высокая пластовая температура, высокое содержание кислых компонентов в составе пластового флюида, а также сложное геологическое строение коллектора. В силу этих особенностей освоение АГКМ невозможно без проведения мероприятий по интенсификации притока газа к скважинам.

Применяемые технологии интенсификации притока должны способствовать улучшению фильтрационно-емкостных характеристик коллектора, устранению кольматации продуктивных пропластков, минимальному коррозионному воздействию на элементы подземного оборудования (ПО), интенсивному выносу продуктов реакции, предотвращению их накопления и т.д.

Цель работы: подробно изучить и проанализировать аспекты проведения мероприятий по интенсификации притока флюида на газовых скважинах в низкопроницаемых трещиноватых коллекторах.

В ходе работы были изучены материалы, предоставленные инженерно-техническим центром (ИТЦ) ООО «Газпром добыча Астрахань». Также было проведено сравнение исходного месторождения с рядом других зарубежных объектов с использованием данных статей SPE. Особое внимание в работе уделено применению новейшей разработки компании Schlumberger MaxCO₃ Acid System.

В данной работе:

- рассмотрены основные технологии по проведению интенсификации притока флюида к газовой скважине и применяемые химические реагенты;
- рассмотрены технологии интенсификации притока флюида к нефтяным и газовым скважинам с применением вязких самоотклоняющихся систем и колтюбинговых технологий;

- проанализировано применение технологии MaxCO₃ Acid System на месторождениях России, Казахстана и Саудовской Аравии;
- проанализированы актуальность и эффективность проведения кислотных обработок (КО) на АГКМ;
- проанализированы результаты проведения вторичных обработок на АГКМ, а также результаты проведения обработок в условиях обводнения газовых скважин;
- выявлены наиболее эффективные методы обработки призабойной зоны пласта на АГКМ;
- выявлены перспективные направления в развитии технологий по интенсификации газоотдачи на АГКМ

Глава 1. Исходная информация об Астраханском газоконденсатном месторождении

1.1 Сведения о регионе работ

ООО «Газпром добыча Астрахань» осуществляет деятельность по поиску и разведке залежей нефти и газа (как заказчик), добычу и переработку сероводородсодержащего сырья АГКМ на одноименном газовом (газохимическом) комплексе с выработкой сухого и сжиженного газа, бензина, дизельного топлива, мазута, серы в жидком, комовом и гранулированном видах, транспортировке товарной продукции, обеспечению области и других субъектов Федерации газом и жидким топливом, газификации населенных пунктов, промышленному и жилищно-гражданскому строительству, капитальному ремонту, проектно-изыскательским, научно-исследовательским, опытно-конструкторским и другим работам.

ООО «Газпром добыча Астрахань» представляет собой крупный газохимический комплекс, в состав которого входят следующие структуры:

- газопромысловое управление (ГПУ);
- газоперерабатывающий завод (ГПЗ);
- комплекс подземных хранилищ;
- внешние газо- и продуктопроводы.

Месторождение находится в 60 км севернее областного центра г. Астрахань. В административном плане оно размещается в пределах Наримановского, Красноярского, Харабалинского и Енотаевского районов Астраханской области, юго-восточное его окончание уходит на территорию Казахстана, как видно на рисунке 1.

Контур разбуривания Астраханского газового комплекса расположен в Красноярском районе Астраханской области, в 70 км к северо-востоку от областного центра – г. Астрахани, на левобережье реки Ахтуба, левой протоки низовья реки Волга, как видно на рисунке 1.

Территория контура разбуривания находится в пределах Прикаспийской низменности и характеризуется развитием аккумулятивного эолового рельефа голоценового возраста.

По многолетним данным климат области характеризуется как резко континентальный с преобладанием ветров северо-восточного (зимой) и восточного (летом) направлений, весной часто переходящих в пыльные бури, с довольно резкими сезонными колебаниями температуры, малым количеством осадков и высокой испаряемостью.



Рисунок 1 - Обзорная карта АГКМ [12]

Средняя годовая скорость ветров составляет 4,2 м/с, наибольшая средне-месячная – 4,9 м/с (апрель), наименьшая – 3,5 м/с (июль, август). За год около 10 дней отмечается ветер со скоростью в среднем до 15 м/с и более. Максимальная скорость ветра до 30 м/с. Зима холодная, сухая, малоснежная с частыми буранами.

Проникающие сюда массы полярного воздуха в холодное время характеризуются низкими температурами и малой влажностью. Средняя температура холодного месяца (февраль) минус 8,6 °С.

Снежный покров неустойчив и устанавливается обычно во второй декаде января и удерживается в среднем одну, две недели. Средняя высота снежного покрова зимой от 3 до 4 см, а средняя из наибольших около 30 см. Нормативная глубина промерзания грунта 0,9 м. Наибольшая глубина промерзания 144 см.

Лето засушливое, средняя температура самого жаркого месяца (июля) плюс 25,1 °С. Абсолютный максимум приходится на этот же месяц, достигая значения плюс 42 °С.

Среднегодовое количество осадков составляет 164 мм и распределение их по сезонам довольно равномерно, с небольшим преобладанием летом. Так как количество осадков невелико, то следует ожидать незначительного загрязнения поверхностных вод и водотоков вредными веществами, оседающими на поверхности почвы и вымываемыми дождями.

С точки зрения рассеивания вредных веществ в атмосфере, климатические условия в районе АГК в целом благоприятны.

Важнейшими транспортными коммуникациями являются: железные дороги – Астрахань-Саратов, Астрахань-Атырау, Астрахань-Махачкала; автодороги с твердым покрытием – Астрахань-Волгоград на правом и Астрахань-Аксаарайск на левом берегах Волги. Астраханский грузовой порт является главной базой морского и речного транспорта.

1.2. Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов

АГКМ характеризуется высоким содержанием агрессивных компонентов в составе газа, коррозионной активностью и токсичностью, наличием аномально высокого пластового давления, высоким конденсатным фактором, высокой температурой гидратообразования, высоким давлением конденсации. Содержание метана – 50%, кислых газов – более 40%, в том числе до 28% сероводорода.

Газоконденсатное месторождение расположено в юго-западной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, севернее г. Астрахани. Залежь приурочена к сложному по строению карбонатному массиву, представленному известняками башкирского яруса среднего карбона, залегающим на глубине 3700÷4100 м.

Поверхность газоводяного контакта (ГВК) – наклонная с погружением в юго-западном направлении. Средний уровень ГВК принят на отметке минус 4073 м. Средневзвешенная газонасыщенность оценена по вскрытому разрезу до уровня ГВК и составляет 85%.

Продуктивная толща АГКМ представлена карбонатными отложениями башкирского яруса среднего карбона в объеме прикамского, северокельтменского и краснополянского горизонтов. Разрез слагается известняками серыми, буровато- и коричневато-серыми, крепкими, пористыми, массивными и неясно-слоистыми, с подчиненными прослоями плотных трещиноватых и плитчатых разностей. Среди известняков отмечаются тонкие прослои зеленовато-серых плитчатых аргиллитов.

Продуктивная толща АГКМ сложена, в основном, чистыми известняками. В составе пород: кальцит 96÷98%, доломит – 1÷4%, нерастворимый остаток – 0,2÷0,8%, ангидрит – менее 0,1%, кварц – до 2%. Геологический разрез АГКМ представлен на рисунке 2.

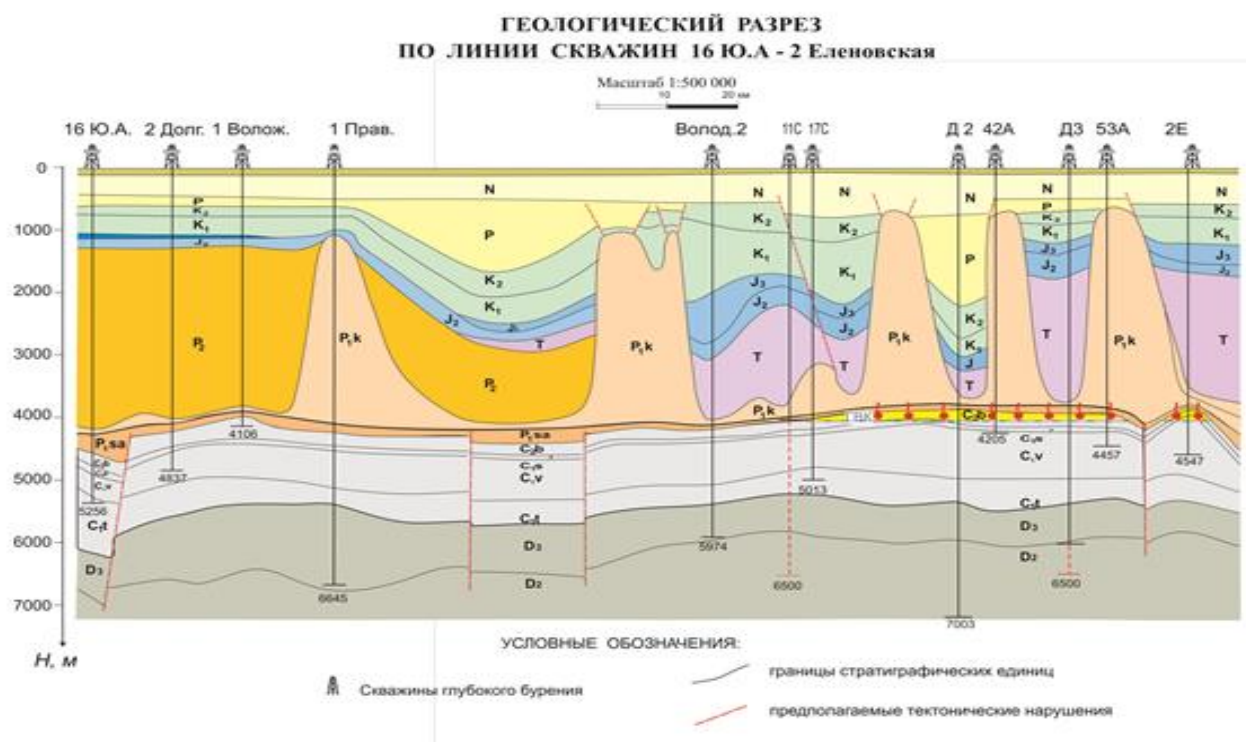


Рисунок 2 - Геологический разрез АГКМ [12]

Пустотное пространство карбонатных пород представлено порами, фильтрующими каналами, трещинами и кавернами. Трещинная и каверновая емкости имеют подчиненное значение. Основную и значительную долю в продуктивном разрезе составляет поровый (гранулярный) тип коллектора.

Емкостные свойства пород обусловлены развитием пор первичных (реликтово-седиментационных и типа диагенетической перекристаллизации) тонкой и очень тонкой структуры, пор унаследованно-вторичных, образованных выщелачиванием на месте первичных пустот, а также пор вторичных, образование которых связано с трещинами. Вторичные поры, по данным изучения шлифов из пропитанных цветной смолой образцов пород, играют значительную роль в обеспечении ёмкости. Унаследованные внутриформенные пустоты имеют размеры от 5 до 50 мкм, редко достигают размеров 100÷150 мкм, полуокруглую форму, гладкие или неровные зубчатые ограничения. Межформенные поры отличаются лапчатой, щелевидной или гантелеобразной формой. Пory распределяются селективно. Собственно вторичные поры приурочены к расширениям полостей трещин, стилолитов. Сгущения таких пор развиваются в заль-

бандах трещин. В трещинах различных систем образуются узкие, щелевидные (10÷50 мкм), участками протяженные (1÷10 мм) или неправильные асимметричные заливообразные, более крупные (до 0,5*1 мм) поры и мелкие каверны.

Поры выщелачивания, по данным изучения пород в шлифах, составляют от 10÷30 до 60% объёма емкости коллектора.

Изучение морфологии пустотного пространства в шлифах показало, что соединение пор осуществляется весьма тонкими, короткими (10÷20 мкм) и более протяженными поровыми каналцами. В карбонатном разрезе АГКМ широко распространены также трещины, залеченные вторичным кальцитом, шириной от 2,0÷3,0 до 0,2÷0,5 и реже 1÷1,5 мм, приуроченные к зонам наложенной цементации разреза кальцитом. Повсеместно в разрезе, чаще в пластах с уплотненной матрицей, развиты сутуростилолитовые швы различных геометрических типов, с которыми связаны открытые трещины и каверны.

Кавернозность пород по керну имеет ограниченное развитие. Чёткой закономерности в распространении каверн не установлено. Частые мелкие каверны установлены в биоморфных водорослевых известняках по скважине 5-А в пачках 3,8,9,10, на границе прикамского и северокельтменского горизонтов.

Таким образом, литологическое изучение кернового материала продуктивного разреза АГКМ выявило следующее его основные черты:

- толща слагается коррелируемыми по всей площади пластами органических известняков, являющимися коллекторами порового и порово-трещинного типов с подчиненными прослоями, и пластами плотных трещиноватых биогенно-хемогенных разностей и аргиллитов, которые флюидоупорами не являются;

- наличие широко развитой трещиноватости обеспечивает единство газодинамической системы залежи АГКМ.

Анализ имеющихся данных ГИС, результатов лабораторных исследований керна и промысловых испытаний показывают, что в условиях изучаемого месторождения целесообразно определить газонасыщенные коллекторы, как породы, содержащие газ, при доказанной его подвижности.

Комплекс методов, включающий измерения БК-3, БКС-2, МНК, ГК, ИННК, дал основные доказательства подвижности газа в породах с пористостью не менее 6%, которая принята в качестве условной границы «коллектор-неколлектор».

Разрезы скважин, пробуренные на АГКМ, подразделяются на три зоны:

- газоносная зона (с предельным газонасыщением коллектора);
- переходная зона;
- нижняя часть переходной зоны (между ГВК и зеркалом воды).

1.3. Термобарические условия

На Астраханском своде, где на гипсометрическую поверхность минус 4500 м почти повсеместно выходят каменноугольные карбонатные отложения, увеличение температуры происходит с севера на юг и с востока на запад. Так, на Заволжской площади, расположенной в северной части свода, в непосредственной близости от контура АГКМ, на этой глубине температура равна 110 °С. В южном направлении от Заволжской площади она повышается и на АГКМ составляет 116 °С. Газоконденсатная залежь, приуроченная к интервалу глубин 3828÷4096 м, в температурном режиме на срезе минус 4500 м не находит отражения. Она располагается между изотермами 110÷120 °С. В самой залежи в интервале глубин 4100÷3980 м температура равна 110 °С.

Геотермическая характеристика разреза АГКМ была получена в результате изучения геотермического градиента по скважине 1 Пионерской. Значения температуры на глубинах 500, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500 м здесь соответственно составляют 23,3; 40; 52,5; 68,7; 79,5; 91,0 и 101,2 °С.

Геотермический градиент (°С/100 м) по интервалам глубин следующий:

- 500÷1000 м – до 3,34;
- 1000÷1500 м – до 2,5;
- 1500÷2000 м – до 3,24;
- 2000÷2500 м – до 2,16;
- 2500÷3000 м – до 2,3;

- 3000÷3500 м – до 2,04.

Среднее его значение по разрезу месторождения равно 2,9 °С/100 м.

Характеризуя начальное пластовое давление АГКМ, необходимо отметить, что оно было замерено глубинными манометрами лишь в одной скважине (скважина 32). В остальных скважинах пластовые давления определяли при исследовании расчетным путем по барометрической формуле, исходя из статического давления на головке скважины.

Судя по многочисленным источникам, где встречается начальное пластовое давление для АГКМ, оно установлено в размере 624 кгс/см² на отметке - 4015 м., т.е. 61,6 МПа. Однако недавно проведенные глубинные замеры давления в новых, ещё не эксплуатирующихся скважинах, показали, что начальное пластовое давление в юго-восточной зоне месторождения несколько выше – порядка 62,1 МПа.

Приведенные выше значения пластового давления свидетельствуют о развитии в подсолевом комплексе месторождения и всего Астраханского свода в целом аномально высокого пластового давления (АВПД). Градиент АВПД здесь колеблется в пределах 0,015÷0,016 МПа/м.

1.4. Коллекторские свойства и типы пород

Основные фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов изучались в процессе разведки и эксплуатационного бурения. Среднее значение пористости по скважинам рассчитывалось как средневзвешенное по эффективной толщине. Среднее значение пористости принятое при подсчете запасов, составляет 9,9% (от 6,7 до 12,4%). По результатам исследований керна и обработок кривых восстановления давления можно сделать вывод об относительно низких фильтрационных свойствах продуктивного разреза. Коэффициент абсолютной газопроницаемости по керну равен $(0,005÷1,0)*10^{-15}$ м², по результатам обработки кривых восстановления давления (КВД) $(0,2÷8,5)*10^{-15}$ м². Среднее значение коэффициента газопроницаемости принято $1,1*10^{-15}$ м².

Фактическое среднее значение остаточной водонасыщенности по всей залежи равно 17%. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности – 3%.

1.5. Начальный состав пластовой системы

АГКМ по составу газа, аномально высокому пластовому давлению и, самое главное, по объёму разведанных запасов, является уникальным. Сырьевые запасы по категории C_1 составляют 2,43 трлн.м³.

Месторождение характеризуется высоким содержанием агрессивных компонентов в газе, его коррозионной активностью и токсичностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, снижением пластового давления, на отдельных участках до давления начала конденсации.

Газ АГКМ высокосернистый с содержанием сероводорода свыше 25% объёмных, кроме того, в газе содержится сероокись углерода, меркаптановая сера, сероуглерод и CO_2 . Добываемая пластовая смесь находится в однофазном газообразном состоянии и недонасыщена тяжёлыми углеводородами. Давление начала конденсации около 40 МПа, содержание жидких углеводородов 260÷275 г/м³. Плотность конденсата составляет 806÷827 кг/м³. Из скважин вместе с газом может выноситься конденсационная вода, которая по своему составу относится в основном к хлоркальциевому типу с общей минерализацией до 10 г/дм³, плотностью до 1,005 г/см³, рН 4,1÷5,9, при этом ВГФ в среднем по скважинам составляет до 15 см³/м³. В скважинах, с присутствием подошвенной воды в составе пластовой смеси более 50%, добываемая газожидкостная смесь может содержать до 250 см³/м³ смешанной воды, с минерализацией до 100 г/дм³, плотностью до 1,059 г/см³, рН 6,9.

Кроме того, в пластовой смеси могут содержаться:

- механические примеси;
- глинистый раствор;
- соляная кислота;
- метанол;
- ингибитор коррозии в конденсате;

Пластовая смесь АГКМ является крайне агрессивной и предъявляет особые требования к оборудованию и трубопроводам технологической обвязки.

Состав пластового газа приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Состав пластового газа АГКМ [12]

Компоненты	Скважина 8	Скважина 72	Скважина 84	Скважина 97
Сероводород	26,21	25,04	30,02	25,74
Углекислый газ	13,10	12,22	16,25	13,40
Азот	0,41	0,18	0,51	0,42
Водород	0,01	0	0	0
Гелий	0,02	0,01	0,02	0,01
Аргон	-	-	-	-
Метан	50,58	53,79	48,07	51,89
Этан	3,32	3,47	0,78	2,88
Пропан	1,22	1,2	0,37	1,20
Изобутан	0,27	0,24	0,08	0,20
н-Бутан	0,51	0,44	0,25	0,47
Изопентан	0,28	0,21	0,15	0,23
н-Пентан	0,31	0,22	0,17	0,29
Гексаны	0,50	0,34	0,41	0,49
Гептан+ высшие	3,26	2,67	2,92	2,78
Меркаптаны	-	-	-	-
Потенциал C ₅₊ на 1 м ³ газа се- парации	373,3	232,7	228,6	219,4

Пластовый газ характеризуется высокой температурой образования гидратов. Условия образования гидратов приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Условия образования гидратов метана на АГКМ [12]

Давление, МПа	30,0	20,0	15,0	10,0	9,0	8,0	7,0	6,0
Температура гидратообразования, °С	31,0	30,0	29,0	28,0	27,8	27,4	27,0	26,5

Технологическая схема промысла включает в себя: эксплуатационные скважины, две установки предварительной подготовки газа (УППГ) 1-й очереди (№№ 1,2), четыре УППГ 2-й очереди (№№ 3А, 4, 6, 9), промышленные технологические трубопроводы и коммуникации, систему ТМ/ТУ, систему продувки скважин (в подземные ёмкости или на амбар), систему обнаружения H_2S на месторождении.

1.6. Характеристика осуществляемой системы разработки

Объёмы добычи газа целиком определяются возможностями его переработки на ГПЗ, проектная мощность которого по газу сепарации составляет 12 млрд. м³/год.

Анализ изменения пластового давления месторождения по площади и по годам свидетельствует о том, что дренированием охвачена вся разбуренная зона, а расположение добывающих скважин в центральной части залежи после 20 лет эксплуатации не привело к образованию застойных зон на её краевых участках, что позволяет рассматривать залежь как единую газодинамическую систему.

АГКМ введено в опытно-промышленную эксплуатацию в декабре 1986 года при начальном пластовом давлении 61,2 МПа и температуре 108÷110 °С. В разработку вовлечена наиболее продуктивная центральная зона месторождения.

В 2007 году темп отбора пластового газа от утвержденных запасов категории В+С₁ составил 0,52%, от дренируемых – 1,14%. К началу 2014 года накопленный отбор пластовой смеси по месторождению составил 9,96% от утвержденных запасов и 21,72% от дренируемых.

Газоконденсатная система АГКМ при давлении 61,2 МПа и температуре 110 °С находится в парообразном состоянии, а переход в двухфазное (газожидкостное) состояние начинается при снижении давления до 38,0÷42,0 МПа. На рисунке 3 представлена карта изобар АГКМ на начало 2013 года.

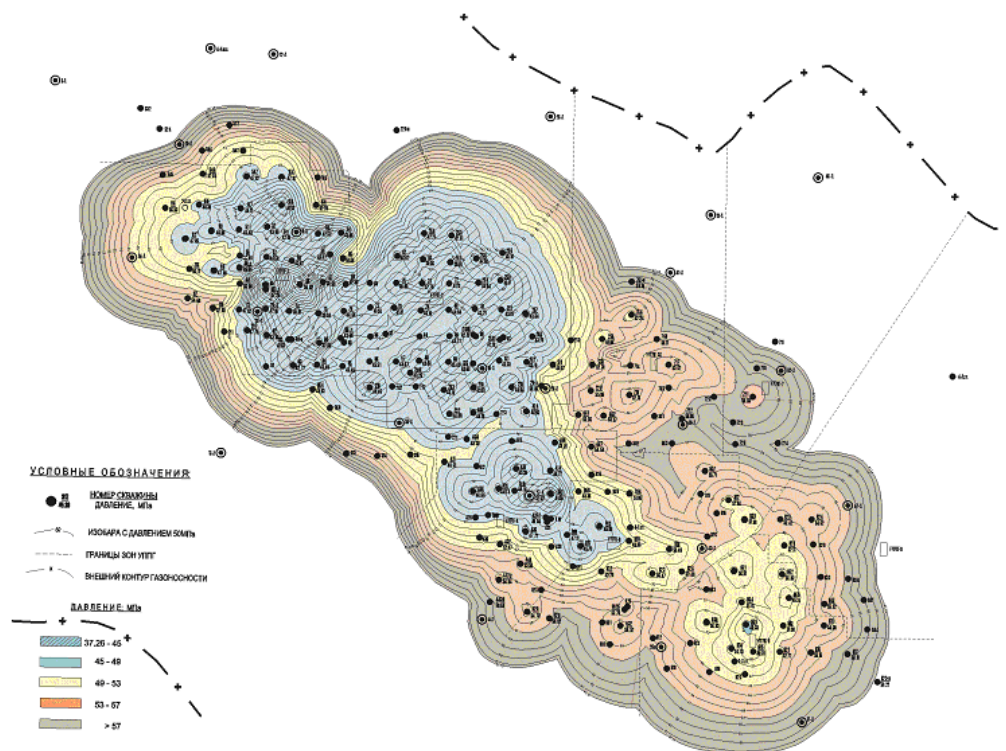


Рисунок 3 - Карта изобар АГКМ на 01.01.2013 г. [12]

Результаты газоконденсатных исследований свидетельствует о стабилизации работы скважин и залежи в целом при давлении выше давления начала конденсации.

Одной из проблем, осложняющих процесс разработки АГКМ, является обводнение скважин. На данном этапе разработки установлено, что основные пути движения подошвенных вод в скважины следующие:

- скважинах, вскрывших ГВК – подъем подошвенных вод по проницаемым породам призабойной зоны скважины, а также по цементному камню за колонной;
- в скважинах, не вскрывших ГВК – по трещиноватым проницаемым породам между ГВК и забоями скважин, а также по искусственным трещинам, созданным в процессе работ по интенсификации притока газа.

На рисунке 4 представлен фактический материал по текущему техническому состоянию скважин.

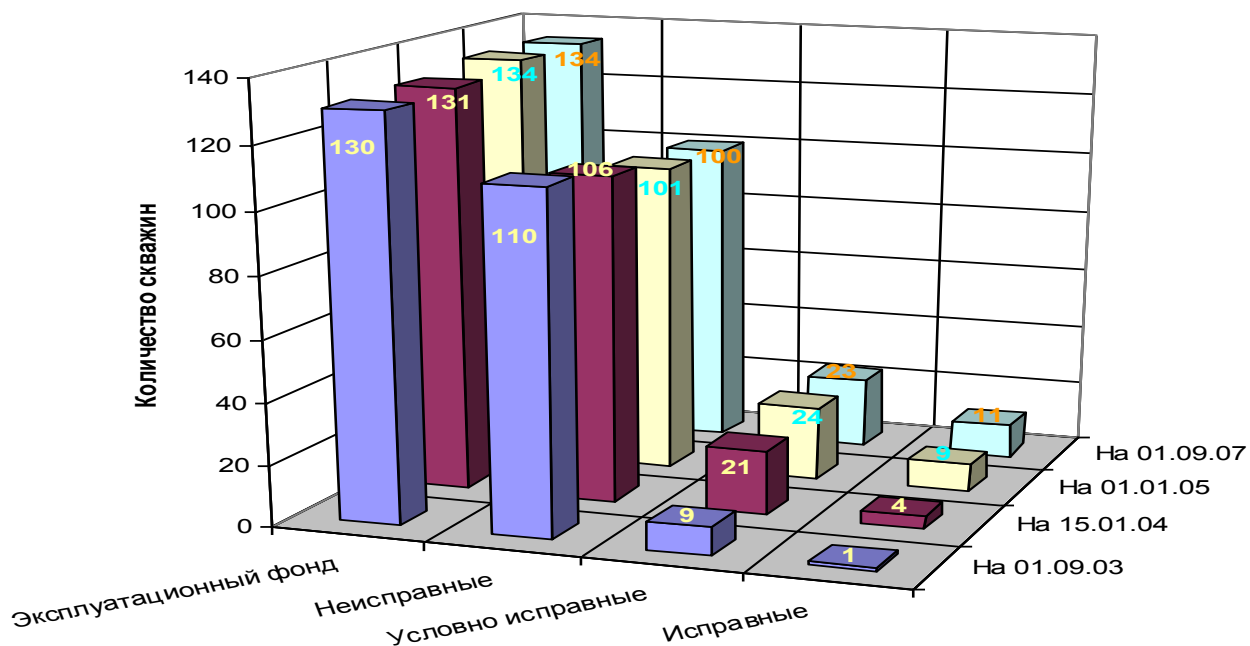


Рисунок 4 - Техническое состояние эксплуатационного фонда скважин АГКМ [12]

Контроль за обводнением скважин на АГКМ включает:

- наблюдения за изменением положения ГВК и отработкой продуктивной толщи по программам ГИС-контроля в наблюдательных и эксплуатационных скважинах;
- контроль обводнения при исследовании скважин на контрольном сепараторе (КС) с отбором проб воды на определение химического состава поступающей воды для определения их типа; зависимость определяемых параметров (рН среды, плотность, щелочность, хлорид-ион, сульфат-ион и катионы магния, кальция, натрия, калия, железа) от режимов работы;
- контроль изменения состава попутных вод в процессе разработки;
- контроль режима работы залежи.

Обводнённость продукции скважин АГКМ является одним из показателей разработки и используется в совокупности с другими критериями для обоснования режима работы залежи. Основной контроль за обводнением скважин осуществляется путём использования результатов газогидродинамических ис-

следований (ГДИ) скважин и геохимических анализов проб попутной воды в продукции скважин, отобранных на контрольном сепараторе.

Воды, выносимые из скважин, представляют собой сложную смесь, в состав которой входят:

- собственно-конденсационная вода, находящаяся в пластовых условиях в парообразном состоянии,
- остаточная (порово-капиллярная) вода, присутствующая в порах газового коллектора,
- фильтрат бурового раствора,
- продукты реакции соляной кислоты с карбонатными породами при проведении КО.

По результатам ГИС-контроля за весь период эксплуатации месторождения ГВК находится в первоначальном положении.

Значения коэффициента начальной обводненности продукции скважин находятся в пределах $0,8 \div 1,2\%$, однако по мере разработки месторождения, увеличивается влагонасыщенность пластовой смеси, и, следовательно, обводненность продукции.

Таким образом, неизменное первоначальное положение ГВК, низкое значение обводненности добываемой смеси, темп падения пластового давления, низкая удельная добыча газа сепарации подтверждают существование в залежи первоначального газового режима.

1.7. Конструкции скважин

Отличительными особенностями АГКМ являются: наличие мощной толщи солей и пачек пород, требующих различные технологические условия их проходки, содержание в пластовой смеси агрессивных кислых компонентов – сероводорода и углекислого газа, высокие начальное пластовое давление и температура на глубине 4000 м. Специфические горно-геологические условия определили необходимость применения сложной конструкции скважины, перекрывающей несовместимые зоны, высокопрочных труб, специальных раство-

ров и технологий, позволяющих преодолевать возникающие осложнения, которые просматриваются по всему разрезу. Список осложнений на АГКМ представлен в таблице 3. Кроме того, продуктивный интервал на 80÷90% перекрыт неперфорированным хвостовиком НКТ, что ограничивает доступ к верхней и средней части интервала, что, например, вынуждает проводить обработку ПЗП через нижнюю часть интервала с подъёмом жидкости обработки по затрубному пространству вдоль всего пласта.

Таблица 3 - Осложнения при проводке скважин на АГКМ [12]

Виды осложнений	Отложения
Поглощения раствора	Четвертичные, неоген; юра, триас, пермь; филипповские; продуктивные
Сужение ствола, рапопроявления	Кунгурские; соль
Нефтегазопроявления	Четвертичные и неоген; пермо-триасовые; филипповские

За время освоения АГКМ апробированы многочисленные буровые растворы и технологии для преодоления осложнений и определены оптимальные. В качестве промывочной жидкости широкое распространение получили минерализованные сероводородостойкие растворы для вскрытия хемогенных отложений, глинистый – для бурения терригенных отложений и раствор на кислоторастворимой твердой фазе для вскрытия продуктивных отложений. Предупреждение течения солей осуществлялось выбором необходимой плотности раствора с учетом пластических характеристик кунгурских отложений.

На Астраханском своде выделяются три типа разрезов по глубине погружения и мощности соленосных толщ, по градиентам пластового давления:

- первый тип разреза соответствует сводам соляных куполов при мощности галогенных отложений более 1200 м.

- второй – характерен для склонов куполов при мощности соленосных пород 700 – 1000 м.

- третий – в межкупольных мульдах.

Для первых двух типов разрезов предусматривается отдельное перекрытие терригенной части с установкой башмака промежуточной колонны диаметром 324 мм в кровле солей. С целью обеспечения надежности устья и управления рапопроявлением колонна собирается из высокопрочных обсадных труб. В третьем типе разреза спуск колонны диаметром 324 мм обусловлен необходимостью перекрытия неустойчивых пород, флюидопроявляющих пластов и обеспечения надежного устья.

Вторая промежуточная колонна во всех случаях спускается в кровлю сакмаро-артинских отложений. Эксплуатационная колонна из высокопрочных труб перекрывает сакмаро-артинские отложения. При проявлениях филипповского горизонта эксплуатационная колонна перекрывает его. Ствол скважины оставляют непокрытым до кровли пород-коллекторов десятой пачки. Материальное исполнение эксплуатационных колонн предусматривается с учетом коррозионного воздействия агрессивных компонентов пластовой смеси.

КОНСТРУКЦИЯ НОВЫХ СКВАЖИН АГКМ С ОТКРЫТЫМ СТОЛОМ В ИНТЕРВАЛЕ БАШКИРСКОГО ЯРУСА

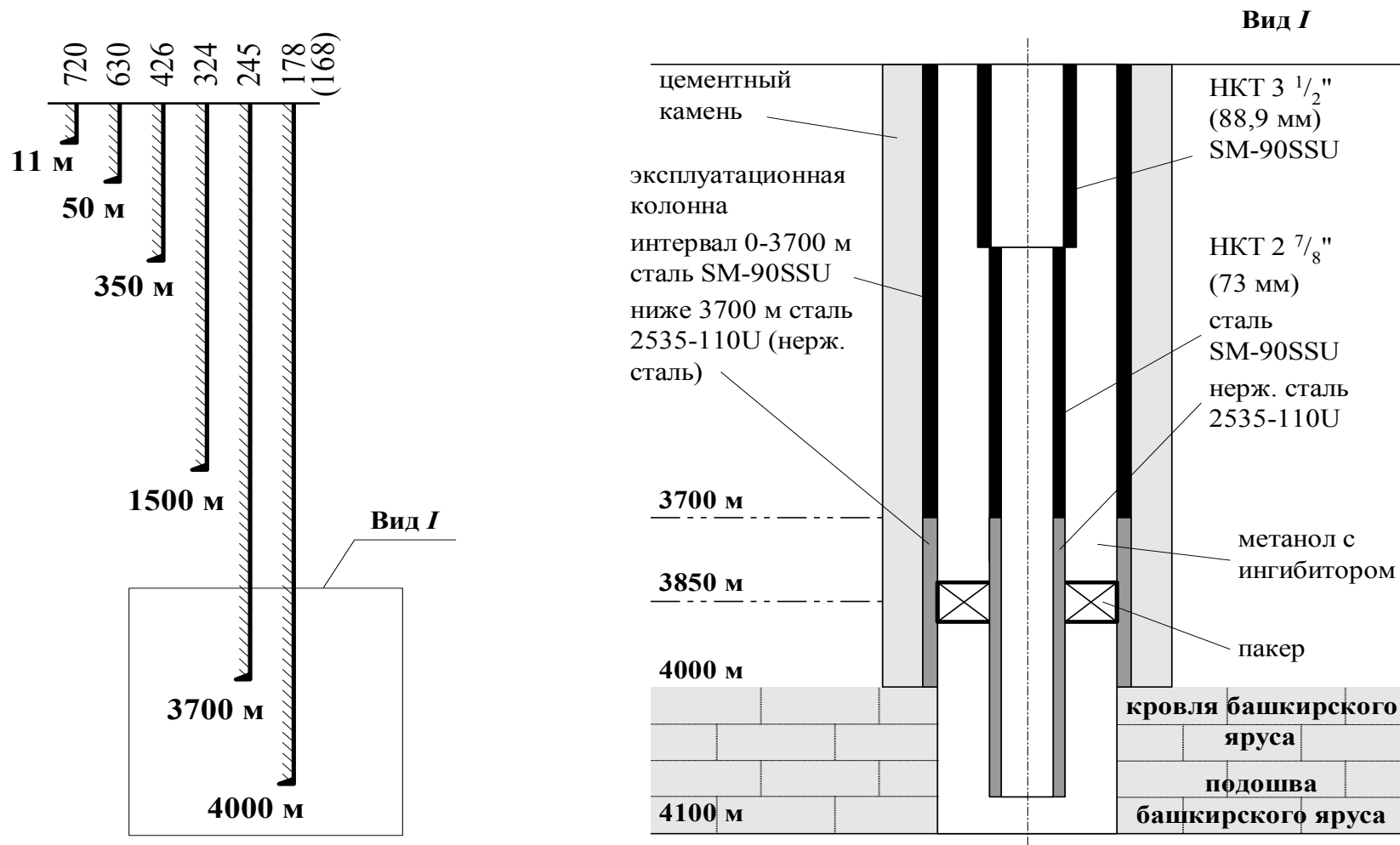


Рисунок 5 - Схема конструкции скважин АГКМ с открытым стволом [12]

Для повышения качества цементирования рекомендуется применять следующие мероприятия и материалы:

1. Технологические

- двухступенчатое прямое цементирование с использованием муфт ступенчатого цементирования;
- расширители из-под первой промежуточной колонны (324 мм) с целью увеличения кольцевого зазора между 244,5 мм колонной и стенкой скважины до 40÷45 мм.

Глава 2. Тампонажные материалы с дифференцированными сроками загустевания и схватывания:

- пластифицированные тампонажные системы с малыми усадочными деформациями на основе портландцемента класса «G» по АНИ и ГОСТ 1581-96, включающие применение тампонажных смесей высокой сероводородстойкости в сочетании с кремнийорганикой и фосфоновыми комплексонами, позволяющих снизить В/Ц-фактор на 16÷34% без ухудшения реологических свойств раствора;
- расширяющиеся тампонажные композиции на основе шлаков и высококальциевых зол, превосходящие по прочностным показателям (особенно по прочности сцепления с колонной) стандартные цементы для интервала 4100÷3000 м;
- цементно-солевые смеси на основе портландцемента класса «G» по АНИ и ГОСТ 1581-96, затворенные на соленом растворе (рассоле) для интервала солевых отложений;

Наряду с вышеизложенным включаются мероприятия по повышению качества крепления, предусмотренные «Регламентом на крепление скважин на АГКМ».

В обвязке устья скважины используется Y-образная фонтанная арматура, рассчитанная на давление 70,0 МПа, у которой центральная и боковые задвижки – пневмоприводные и связаны с автоматикой безопасности. Для глушения скважины предусмотрена задавочная линия, которая оборудована обратными

клапанами и вынесенным за пределы площадки скважины фланцем для подсоеди-
нения задавочного агрегата.

Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) оснащается подземным оборудованием (ПО), которое включает в себя: пакер, циркуляционный клапан (ЦК) на части скважин, оправка ингибиторного клапана (ИК), компенсатор-удлинитель (на части скважин), гидравлический или механический клапан-отсекатель.

Пакер устанавливается выше интервала перфорации эксплуатационной колонны и служит для разобщения затрубного пространства и продуктивного пласта с целью защиты эксплуатационной колонны от воздействия агрессивной пластовой смеси.

Затрубное пространство заполняется раствором ингибитора коррозии, который через ИК впрыскивается в трубное пространство.

1.8. Освоение скважин

Освоение скважин производится в соответствии с установленными регламентами и методикой.

На НКТ устанавливается пакер, глубина и место в каждом конкретном случае регламентируются индивидуальным планом по освоению скважины с учетом его установки на 30÷40 м выше интервала обработки.

После спуска НКТ проводят операции по комплексной обработке пласта соляной кислотой и последующей очисткой продуктов реакции промывкой метанолом, водой с добавлением сульфанола. Методы испытания скважин представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Методы испытания скважин на АГКМ [12]

Интервал испытания, м		Вызов притока		ГДИ	
От (верх)	До (низ)	Метод	Депрессия на пласт, МПа	Тип флюида	Количество режимов исследований
3850	4020	Смена бурового раствора на воду, обработанную 5% раствором сульфонола;	до 15	газ, газоконденсат	2
		Смена воды на раствор ингибитора коррозии в дизельном топливе (РИК-5),			
		СКО ¹ с использованием ГНКТ ² с последующей обработкой до чистого газа			

1.9. Выводы

АГКМ является сложным для освоения месторождением углеводородов. Трещиноватый карбонатный пласт-коллектор состоит из 96÷98% кальцита и 1÷4% доломита. Аномально высокое пластовое давление (до 61,2 МПа) и высокая пластовая температура (110÷116 °С) осложняют разработку месторождения. Фильтрационно-емкостные свойства коллектора можно оценить как крайне низкие: пористость составляет 6,7÷12,4%, проницаемость – 0,2÷8,5 мД. Специфические горно-геологические условия (продуктивная толщина до 200 м, глубина залегания кровли продуктивных отложений 4100 м), а также высокое содержание кислых компонентов в составе пластового газа (содержание H₂S и CO₂ до 32% и 21% соответственно) определили необходимость применения сложной конструкции скважины.

Таким образом, основные характеристики месторождения подтверждают необходимость проведения мероприятий по увеличению газоотдачи пласта.

¹ Соляно-кислотная обработка

² Гибкие насосно-компрессорные трубы

Глава 2. Обзор способов воздействия на пласт. Кислотные обработки

С целью восстановления исходной проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) и дальнейшего её увеличения осуществляют КО продуктивного пласта.

Метод химического воздействия на ПЗП следует выбирать с учётом геолого-физической характеристики продуктивного коллектора, состояния ПЗП скважин перед обработкой, свойств химических реагентов. В таблице 5 представлены разновидности химического воздействия на ПЗП, систематизированные по ряду определяющих факторов.

На практике выделяют несколько основных типов обработок ПЗП. К ним относятся:

- кислотная ванна;
- простая кислотная обработка;
- массирующая кислотная обработка;
- направленная кислотная обработка;
- глинокислотная обработка;
- кислотный гидроразрыв пласта (ГРП)

Таблица 5 - Разновидности химического воздействия на ПЗП [4]

ПАЛЕОНТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПРОДУКТИВНОГО КОЛЛЕКТОРА (ПЗП)					
Карбонатный (пористый, трещиноватый, пористо-трещиноватый)			Песчано-карбонатный		Песчано-глинистый.
ТИПЫ КИСЛОТ					
Неорганические: соляная, фтористоводородная (плавиковая), серная, уголекислота		Органические: уксусная, сульфаминовая, муравьиная и т.п.		Смеси неорганических и органических кислот	
КИСЛОТНЫЕ СОСТАВЫ					
Кислота: химически замедленная; загущённая; промывочная; стабилизированная		Кислотные пены (аэрированные или газированные кислотные растворы ПАВ ³)		Гидрофобные кислотные эмульсии Термостойкие кислотные эмульсии	
ИНТЕНСИВНОСТЬ ВОЗДЕЙСТВИЯ					
Кислотные промывки		Кислотные ванны		Внутрипластовые кислотные обработки	
				Простые	
				Массированные	
				Направленные	
МОЩНОСТЬ И ОХВАТ ВОЗДЕЙСТВИЯ					
Поинтервальные обработки		Селективные обработки		Форсированные обработки	
СОЧЕТАНИЕ ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ДРУГИМИ ВИДАМИ ВОЗДЕЙСТВИЯ					
Термокислотные обработки		Кислотные обработки через гидромониторные насадки		Солянокислотные гидроразрывы	
				Сочетание кислотного воздействия с вибрацией и импульсами высокого давления	
ОБРАБАТЫВАЕМЫЕ СКВАЖИНЫ					
Эксплуатационные (нефтяные и газовые)		Нагнетательные		Разведочные	
				С аномальными давлениями и температурами	
ХАРАКТЕР ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН ПОСЛЕ ОБРАБОТКИ					
Освоение с удалением продуктов реакции			Бездренажное освоение		

³ Поверхностно-активные вещества

Кислотные ванны предназначены для удаления глинистой корки, очистки фильтровой части скважины и входов в трещины. Кислота поступает в пласт в режиме растворения. Кислотные ванны проводят без давления и под давлением.

Скважину перед проведением обработки промывают до забоя (водой, водным раствором ПАВ, водным раствором хлористого кальция, конденсатом, меловым раствором). Устье скважины перед процессом герметизируют. После промывки в скважину закачивают кислоту в объеме, достаточном для заполнения её в пределах вскрытой части продуктивного пласта. После реакции скважину промывают до забоя легкой жидкостью. Если скважина перед кислотной ванной была заполнена газом, то после обработки кислоты её продувают на факел. При проведении в скважине кислотной ванны под давлением давление на забое скважины должно быть выше пластового, но не выше давления вскрытия пласта. При проведении кислотных ванн концентрация кислоты должна быть 12÷15%, а в скважинах с открытым забоем – до 20%; для глинокислотных ванн концентрация соляной кислоты HCl принимается 14÷16%, а плавиковой HF – 3÷5%.

Простую кислотную обработку производят для воздействия на пласт в радиусе зоны загрязнения ПЗП промывочной жидкостью. Перед обработкой скважину до забоя тщательно промывают, после чего ставят кислотную ванну и промывают скважину от кислотного состава. Затем в скважину закачивают и продавливают в пласт кислотный состав в рассчитанном объеме, который выдерживают в пласте в течение требуемого для его отработки времени. Скважину промывают и осваивают. При простых кислотных обработках кислоту закачивают в пласт в режиме проникновения в поры и раскрытые микротрещины.

При пониженных пластовых давлениях рекомендуется использовать аэрированные кислотные растворы, обладающие высокой стойкостью во времени, что позволяет увеличить радиус обработки, улучшить очистку ПЗП от продуктов реакции и загрязнений.

Для обработки пластов с примесью глинистого материала и с низкими пластовыми давлениями рекомендуется применять солянокислотные пены при

степени аэрации 15÷25 и с добавками пенообразующих ПАВ. При кислотных обработках коллекторов с повышенной остаточной водонасыщенностью, в кислоту рекомендуется добавлять спирт, чтобы улучшить вынос из пласта продуктов реакции, воды и увеличить радиус действия обработки.

Необходимый объем кислотного состава для проведения кислотной обработки пласта рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{\text{к.с.}} = \pi \cdot h \cdot m \cdot (R_{\text{об}}^2 - R_{\text{скв}}^2), \quad (1)$$

где: $V_{\text{к.с.}}$ – необходимый объем кислотного раствора, м³; h – толщина обрабатываемого пласта, м; $R_{\text{об}}$ – радиус обработки, м; $R_{\text{скв}}$ – радиус скважины, м; m – эффективная пористость пород.

Массированную кислотную обработку производят с целью воздействия на пласт на значительном расстоянии от скважины. Кислотный состав закачивают в пласт в режиме раскрытия системы трещин. Технология работ при массовой кислотной обработке аналогична технологии стандартной кислотной обработки.

Направленную кислотную обработку выполняют для воздействия на определенный интервал всей вскрытой мощности пласта. Обработку можно проводить в скважинах с открытым и закрытым перфорированной колонной забоем и с установленным фильтром. Технологическая схема процесса следующая:

- глушение скважины;
- спуск колонны НКТ до подошвы назначенного к обработке объекта;
- заполнение скважины в зоне продуктивного пласта и колонны НКТ вязкой слабо фильтрующейся жидкостью;
- продавка вязкой жидкости кислотным составом при открытом межтрубном пространстве, при этом кислотный состав должен заполнить интервал ствола скважины в пределах объекта, назначенного к обработке;
- закачка расчётного количества кислотного состава при закрытом межтрубном пространстве и продавка его в пласт вязкой жидкостью;

- выдержка в пласте кислотного состава в течение установленного времени, после чего происходит смена вязкой жидкости в скважине на промывочную и осваивание скважины.

Стоит отметить, что разнообразные технические способы проведения кислотных обработок скважин включают в себя сочетание физико-химических и гидродинамических факторов, комплексным воздействием которых повышает эффективность химического воздействия используемых кислотных составов на ПЗП. Наиболее характерные из них:

- Последовательная закачка в ПЗП чередующихся порций кислотного состава и газа, выдержка на реакцию и запуск скважины в работу (т.к. последней порцией является газ, то имеется возможность создавать широкий диапазон депрессий на ПЗП).

- Создание на забое депрессии (по данным предварительных исследований напряжения образцов породы, при котором происходит необратимое раскрескивание, разрыхление, увеличение их проницаемости), поддержание её до повышения и стабилизации дебита флюида и закачка в ПЗП кислотного состава.

- Гидроимпульсное воздействие на ПЗП (после закачки в пласт кислотного состава) гидродинамическим пульсатором давления, установленным на НКТ в интервале обработки, с последующим дренированием пласта.

- Ударно-волновое воздействие высокой амплитуды на ПЗП (создающееся свабированием, либо с помощью специального устройства) при малом расходе рабочего кислотного состава по колонне НКТ.

2.1. Обоснование выбора скважины для проведения КО

Для проведения работ по интенсификации притока выбирают скважины:

- вышедшие из бурения и КРС с дебитами ниже потенциальных;
- введенные в эксплуатацию с дебитами, значительно ниже потенциальных;
- с выявленными пропластками, не вовлеченными в эксплуатацию;

- при падении дебита неадекватно отработанным запасам (снижению пластового давления);

- низкодебитные, в случае низких дебитов по сравнению с близлежащими скважинами;

- низкодебитные, вскрывшие пласты с низкими коллекторскими свойствами.

При выборе объекта обработки учитываются следующие факторы:

- близость ГВК и количественное содержание воды в продукции скважины;

- техническое состояние скважины (износ стенок НКТ, ЭК, наличие перетоков и возможность проникновения кислоты в затрубное и межколонное пространство, предельно допустимая нагрузка на пакер);

- количество ранее проведённых на скважине обработок, их основные параметры.

Выбор объекта для обработки производится посредством геолого-технического обоснования, которое основывается:

- на показаниях устьевого расходомера;

- на результатах исследований скважины методом установившихся режимов работы, по которым определяется коэффициент продуктивности и проницаемость пласта в пределах ПЗП;

- на результатах интерпретации геофизических исследований (термометрия, расходометрия, определение забойного давления, дефектоскопия), по которым определяются работающие интервалы пласта, значения толщин стенок НКТ и эксплуатационной колонны;

- на результатах исследований скважин на нестационарном режиме (КВД).

2.2. Факторы, влияющие на эффективность проведения кислотной обработки

Перед проведением кислотных обработок с закачкой значительных количеств кислоты при высоких скоростях нагнетания необходимо учесть некоторые факторы, среди которых выделяется скорость взаимодействия кислоты с породой в условиях залегания породы. Этот учёт позволяет избежать неоправданно больших расходов реагентов. Далее необходимо рассмотреть целесообразность применения одного из способов кислотной обработки в следующем порядке:

- очистка забоя с закачкой малого объёма кислоты (имеется в виду после кислотной ванны);
- применение замедленно действующей кислоты, гидрофобных кислотных эмульсий и кислотных пен для создания каналов или трещин значительной протяженности;
- применение гидравлического разрыва пласта с использованием недорогой жидкости гидроразрыва в песчаниках с малой проницаемостью.

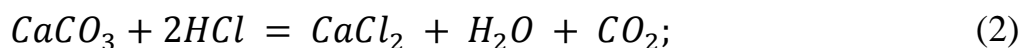
В процессе обработки известняка при высоких скоростях закачки кислоты она может в определенных условиях прореагировать за 10 мин на 75÷90%. Если принять скорость нагнетания $0,8 \text{ м}^3/\text{мин.}$, то за 10 минут в пласт будут закачаны 8 м^3 кислоты. Первая часть этого объёма, фильтруясь в пласт через трещину, образованную в результате повышения давления, будет наиболее удалена от ствола скважины и израсходована в течение 10 минут. К тому моменту, когда следующая порция кислоты достигнет такого же расстояния от ствола скважины, первая порция будет контактировать с породой пласта на стенках трещины в течение 10 минут и также будет израсходована. Вся кислота, нагнетаемая сверх 8 м^3 , будет реагировать с породой в пределах того же радиуса, в котором реагировала с породой первая порция кислоты в количестве 8 м^3 . Закачанная (сверх 8 м^3) кислота будет расширять трещины, созданные при нагнетании первой порции кислоты, а за пределами этого радиуса стенки образовав-

шихся трещин будут не нарушены. Эта часть трещины после обработки закроется, и эффективная длина трещины будет равна радиусу, на который распространилась кислота при закачке ее первых 8 м³. При скоростях нагнетания 1,6 и 2,4 м³/мин. аналогичная картина будет наблюдаться при увеличении объемов кислоты соответственно свыше 16 и 24 м³.

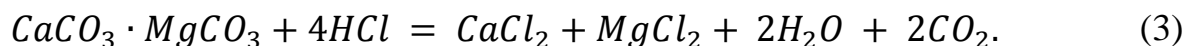
Кислота является жидкостью, хорошо фильтрующейся в породу, т. е. неэффективной с точки зрения ее применения в качестве жидкости разрыва. Это следует учитывать, проектируя кислотную обработку при высоких скоростях нагнетания кислоты в известняках или доломитах, имеющих некоторую газонасыщенность. Утечка кислоты из трещин не ограничивается сжимаемостью и вязкостью пластовых жидкостей и приводит в результате обработки к образованию сравнительно коротких трещин. В таких условиях выгоднее применять кислоты замедленного действия, которые медленнее реагируют с породой и способствуют уменьшению потерь за счет утечек в породу.

Карбонатные породы обрабатывают кислотными составами, приготовленными на основе соляной кислоты, при этом происходят реакции:

- известняк



- доломит



В результате реакции карбоната с соляной кислотой получают хлористые кальций и магний, которые хорошо растворяются в воде и остаются в виде раствора различной концентрации. Скорость протекания реакции в коллекторах этого типа зависит в основном от давления и температуры. Скорость реакции кислоты в пласте можно снизить путем введения в ее состав добавок или использования состава с пониженной температурой. Для обработки карбонатных пород, кроме соляной, применяют уксусную кислоту и её смеси, муравьиную кислоту и её смесь с соляной кислотой.

При выборе технологии и проведения солянокислотной обработки необходимо, кроме свойств пласта и условий в ПЗП, учитывать ранее проводимые обработки, объём кислоты, закачанной в пласт, количество растворенной при этом породы, степень загрязненности пласта глинистым раствором при глушении (или вскрытии), характеристику промывочной жидкости, близость или наличие пластовых вод.

Наиболее благоприятны для обработки соляной кислотой следующие продуктивные пласты:

- карбонатные пласты с хорошо развитой естественной трещиноватостью, продуктивность которых снижена вследствие их кольматации в процессе вскрытия (глушения); продуктивность скважины возрастает за счет очистки ПЗП;
- карбонатные пласты, в которых трещиноватость развита слабо и коллекторские свойства определяются пористостью (в этом случае значительное увеличение продуктивности скважины обеспечивается образованием дополнительных каналов, глубоко проникающих в пласт);
- пористые карбонатные пласты, в которых снижена проницаемость ПЗП вследствие проникновения промывочной жидкости;
- плотные нетрещиноватые, слабопористые, низкопроницаемые карбонатные пласты (повышение продуктивности скважин обеспечивается в результате создания в пласте трещин и воздействия кислоты).

Одним из важных технологических элементов процесса является давление, при котором кислотный состав подается в пласт. Увеличение давления до 25,0 МПа снижает скорость реакции кислоты. Проникновение кислоты в пласт происходит за счёт: растворения карбонатного материала; оттеснения жидкости в пласт через систему его поровых каналов; раскрытия системы микротрещин и фильтрации кислоты по ним; а также по микротрещинам, которые создаются во время обработки путем ГРП.

В промысловой практике используют все перечисленные выше методы подачи кислотного состава в пласт. В зависимости от способа подачи кислотно-

го состава в пласт определяют давление, которое необходимо поддерживать при проведении закачки. Давление закачки находят в начале процесса: кислотный состав закачивают в НКТ с максимально возможной скоростью до тех пор, пока давление закачки не начнёт резко возрастать, в этом случае необходимо снизить темп закачки, чтобы не допустить резкого роста давления. Это давление будет соответствовать условиям фильтрации кислоты через поровые каналы. При обработке пласта на режиме подачи кислоты через систему микротрещин после определения приемистости пласта необходимо медленно увеличивать давление закачки до его стабилизации при возрастающей приемистости скважины.

Скорость закачки кислотного состава также существенно влияет на эффективность процесса кислотной обработки. При низких скоростях закачки основной объем кислоты реагирует непосредственно в ПЗП, и в отдаленные от скважины участки кислота продавливается отреагировавшей. Скорости реакции кислоты с породой в движении выше, чем без движения. Поэтому для обработки кислотой отдаленных от скважины участков пласта необходимо замедлять скорость реакции путем введения добавок, а также увеличивать давление закачки. Эффективность обработки кислотой пласта, вскрытого пулевой перфорацией, низкая и часто сопровождается появлением пластовой воды. Малоэффективна также простая обработка кислотой пластов с большим этажом газоносности, особенно при низких скоростях закачки кислоты.

Концентрация кислоты, используемой при КО, выбирается в зависимости от состава пород пласта и наличия эффективного ингибитора коррозии. Предельно допустимая концентрация 25%, при её увеличении резко возрастает вязкость продуктов реакции. В том случае, когда в составе пород обрабатываемого пласта есть гипс или ангидрит, концентрация кислоты не должна превышать 15%, если же выше, то гипс и ангидрит растворяются и выпадают в осадок после нейтрализации кислоты, закупоривая при этом поры и каналы пласта. При обработке карбонатных пород с хорошо развитой естественной трещиноватостью, если нельзя применять замедлители скорости реакции или гидрофобную

эмульсию, концентрацию кислоты следует менять ступенчато, закачивая первые порции с максимально возможной для этих условий концентрацией, а затем снижая ее до 10%. Слабопроницаемые и низкопористые известняки и доломиты, увеличения притока из которых можно достичь путем растворения большого количества карбонатов и получения протяженных каналов растворения, следует обрабатывать кислотой максимальной возможной концентрации (учитывая при этом наличие гипса и ангидрита). В промышленной практике наиболее широко для обработки карбонатных коллекторов используют кислоту 12÷15%-ной концентрации.

Для обработки терригенных коллекторов применяют глинокислоту, состоящую из 8÷10% соляной кислоты HCl с добавлением 3÷5% плавиковой кислоты HF к объёму кислотного раствора.

2.3. Виды химических реагентов, применяемых для кислотных обработок

Рецептуру кислотного состава выбирают в зависимости от типа и состава пласта-коллектора, пластовых температуры и давления, предшествующих обработок ПЗП, состава пластовых флюидов и др. Для увеличения эффективности обработки в кислотный состав вводят поверхностно-активные вещества (ПАВ), ингибиторы коррозии, вещества, замедляющие скорость реакции с породами, понижающие трение и т.д.

Применяются кислотные составы, содержащие неорганические и органические кислоты, органические растворители, спирты с включением одного или пакета ПАВ. Добавление ПАВ в эти составы обеспечивает увеличение проникающей способности кислоты и более полное удаление из пласта продуктов реакции. В отечественной практике довольно широко используются неионогенные и катионоактивные ПАВ, гидрофобизирующие порово-трещинное пространство коллектора. Возможность регулирования процесса обработки, особенно в случаях, когда зона сниженной проницаемости простирается на значительное расстояние от стенки скважины в пласт, по существу, ограничена лишь скоростью и давлением закачки. Изменяя скорость и давление закачки, можно до некоторой степени обеспечить либо более равномерное проникновение реа-

гента по пласту, либо вызвать образование коротких трещин и каналов повышенной проницаемости.

Соляная кислота 8÷15%-ной концентрации применяется для оказания химического воздействия на ПЗП чаще всего. Она является основной составной частью большинства кислотных растворов, применяемых для обработки скважин. Кислота содержит ингибиторы, предотвращающие или снижающие ее коррозионное воздействие на металл. В таком виде ее обычно применяют для обработки ПЗП, когда продуктивные пласты сложены известняками или доломитами. Скорости нагнетания могут достигать 0,15÷0,8 м³/мин и выше. Наибольший эффект дает обработка, когда растворимость породы в кислоте составляет свыше 75%, однако иногда она считается эффективной и при растворимости породы 20÷30%. Малые объемы кислоты обеспечивают очистку стенок скважины от глинистых частиц и других посторонних материалов в известняках, доломитах и содержащих известняк песчаниках, благодаря растворяющему ее воздействию на карбонатную породу. При этом во избежание образования трещин скорости нагнетания должны быть невелики. Отделенный от стенок скважины закупоривающий материал должен быть извлечен из скважины. При обработках нагнетательных скважин твердые частицы также должны быть извлечены обратной промывкой, газлифтом или с помощью насоса. Для удержания твердых частиц во взвешенном состоянии в ряде случаев применяют специальные добавки.

Химически замедленная (загущенная) кислота представляет собой соляную кислоту, которая реагирует с известняком значительно медленнее благодаря эмульгированию кислоты с нефтью или с керосином, служащими внешней фазой, загущению кислоты растительными клеями или путем добавки агентов, которые химически замедляют реакцию или механически препятствуют реакции без заметного увеличения вязкости.

Эмульсия кислоты в керосине представляет собой практичный и эффективно действующий рабочий агент. Когда же кислота загущается, то иногда достигается значительное замедление скорости реакции. Однако этот агент явля-

ется промежуточным по своей эффективности между гидрофобными кислотными эмульсиями (например, кислота в керосине) и обычной кислотой. Перспективно применение добавок к кислоте, снижающих ее фильтрацию. Хотя такие добавки и не уменьшают скорость реакции при испытаниях на нейтрализацию кислоты по обычной методике, теоретически они закупоривают стенки трещины в процессе кислотной обработки. Этот эффект закупоривания приводит к уменьшению чрезмерно быстрого реагирования кислоты с породой.

Эмульсии кислоты в керосине могут быть стабильными при повышенных пластовых температурах. Благодаря этому их можно применять в обработках при закачке больших объемов кислоты в скважины, температура на забое которых достигает 150°C. При необходимости следует проводить лабораторные исследования с целью проверки стабильности эмульсии при высоких температурах. Такие испытания надо проводить при повышенных давлении и температуре и при заранее выбранном соотношении объема кислоты к поверхности трещин или поверхности породы.

При нагнетании гелеобразной кислоты и обычной кислоты, обработанной некоторыми добавками, снижающими фильтрацию, наблюдаются малые потери на трение. В связи с этим указанные кислоты целесообразно применять при обработке обычно медленно реагирующих с кислотой пластов доломита. При обработке доломитов замедленная реакция такой кислоты с породой существенно не влияет на результаты обработки.

Стабилизированная соляная кислота содержит добавки, предотвращающие выпадение растворимых солей железа при нейтрализации кислоты. В качестве стабилизирующих добавок могут применяться уксусная, лимонная, молочная кислоты или одна из солей этих кислот. В соляной кислоте растворимое железо находится в форме хлоридов.

Когда кислота реагирует с породой и рН, приблизительно равным 4, хлориды железа гидролизуются и выпадают в осадок в виде гидроокиси. При наличии стабилизирующих агентов железо остается в растворимом состоянии до

значения рН, равного 7, или значительно выше значений рН кислоты, реагирующей с известняком.

Стабилизированную кислоту следует применять при обработке скважин во избежание загрязнения пласта или снижения эффективности обработки. Значительное снижение проницаемости иногда происходит из-за выпадения растворенных ранее солей железа, особенно в процессе обработок скважин с целью нарушения гладкости стенок трещин. Некоторые скважины имеют на стенках труб отложения окиси железа или сульфидов железа, а иногда отложения железа встречаются на стенках пласта. Кислота будет растворять часть из этих компонентов и переносить их в пласт или в образовавшиеся в процессе обработки трещины. Там соли железа могут выпасть в виде осадка, если пласт сложен известковистым песчаником или известняком. Однако окись железа и сульфиды железа весьма незначительно растворяются в кислоте. Поэтому возможность заметного загрязнения пласта в этом случае подлежит дополнительному изучению.

Многие зарубежные компании также используют для обработки скважин применяется *уксусную кислоту*. Её поставляют для применения в виде 10%-ного водного раствора, а иногда и в более концентрированном виде. Иногда уксусную кислоту, как «сухую» или «ледяную» (т. е. 100%-ную), можно применять в смеси с нефтью. Уксусная кислота имеет, по сравнению с обычной соляной кислотой, два основных преимущества, учитывая которые применение уксусной кислоты рекомендуется в двух следующих случаях.

Во-первых, эту кислоту рекомендуется применять при высоких температурах (более 90° С), когда она легче ингибируется, чем соляная кислота, с целью предотвращения коррозии оборудования из стали и алюминия. Уксусная кислота дает лучшие результаты, чем соляная, при обработках, которые требуют продолжительного контакта кислоты с трубами (например, в качестве жидкости, заполняющей скважины в процессе перфорации).

Во-вторых, уксусная кислота реагирует значительно медленнее с породой, чем соляная кислота. В этом смысле по своим естественным свойствам она

является «замедленно действующей кислотой». С повышением температуры скорость реакции при использовании уксусной кислоты возрастает не так резко, как в соляной кислоте. Следовательно, эту кислоту можно использовать как замедленно действующую кислоту, особенно если пластовые температуры выше +90° С.

Уксусную кислоту благодаря ее свойствам можно применять для специальных целей. Однако она не может заменить соляную кислоту как жидкость, применяемую для обработки скважин с самыми различными целями, и значительно дороже последней.

Промывочная кислота состоит из обычной соляной кислоты концентрации от 5 до 15%, являющейся основным компонентом, с добавкой ПАВ в количестве от 0,5 до 3%. Она не растворяет глинистые материалы, но воздействие на них приводит к усадке глины и твердой глинистой корки на стенках скважины. Промывочные кислоты можно использовать с максимальной эффективностью в тех случаях, когда необходимо диспергирующее действие применяемого раствора, для получения более тонкодисперсных частиц глинистого раствора, глинистого материала и твердых частиц самого пласта (например, для извлечения жидкого глинистого раствора из ствола скважины). Промывочные кислоты, содержащие сравнительно высокие концентрации ПАВ (до 3%), более эффективны, чем кислоты с минимальным количеством ПАВ.

Фтористоводородную кислоту применяют, как правило, в смеси с соляной кислотой и называют при этом грязевой или глинокислотой. Содержание фтористоводородной кислоты в применяемых для обработок скважин ее смесях с соляной колеблется от 1,5 до 3% и в некоторых случаях даже до 5%. Обычно указанное количество кислоты вводят в 10÷15%-ный раствор соляной кислоты и в результате концентрации HCl в растворе несколько снижается. За рубежом глинокислоту выпускают с добавками смачивающих и деэмульгирующих реагентов, а также с добавками, предотвращающими разбухание силикатов. Здесь необходимо отметить, что при использовании грязевой кислоты добавка ПАВ, улучшающих условия смачивания, желательна во всех случаях.

Солянофтористую кислоту применяют главным образом для очистки забоя от остатков глинистого раствора и глины в процессе заканчивания скважины или после подземного ремонта, причем HF в этом случае – наиболее активная составляющая, растворяющая твердые частицы. Количество растворенной глины прямо пропорционально содержанию HF в кислоте. 1 м³ кислоты, содержащей 2% HF, может растворить 36 кг глины. Скорость реакции между фтористой кислотой и глиной низкая. При пластовой температуре +26,7°С для осуществления реакции требуется 2 часа. В пластах с высокой температурой скорость реакции сокращается до 30 минут. Следовательно, при кислотных обработках с применением солянофтористой кислоты необходимо обеспечить соответствующее время контакта фтористоводородной кислоты с породой. Кислоту следует выдерживать некоторое время на забое, чтобы она успела впитаться в породу, или же закачивать с весьма малой скоростью. Периоды закачки и выжидания можно чередовать.

Солянофтористую кислоту желательно применять для обработки: пластов, проницаемость которых уменьшалась за счет разбухания глин в результате контактирования последней с пресной водой (фильтратом) промывочной жидкости или с вторгшейся в пласт пресной или слабоминерализованной водой. Если разбухшая глина, содержащаяся в пласте, хорошо контактирует с кислотой, то загрязнение может быть полностью ликвидировано за счет растворяющего действия кислоты. Другие кислоты и поверхностно-активные вещества, применяемые в промышленности для этой цели, значительно менее эффективны, чем эта кислота.

Иногда снижение проницаемости пласта вызвано капиллярно удерживаемой водой и разбуханием глин. Чтобы обеспечить двойное действие, в процессе обработки скважины можно последовательно нагнетать несколько жидкостей: специальное поверхностно-активное вещество в нефти перед закачкой и после неё.

Большое значение имеет обработка этой кислотой нагнетательных скважин, ПЗП которых загрязняется глинистыми частицами, содержащимися в

нагнетаемой воде. Очень многие воды, нагнетаемые в пласты, содержат во взвешенном состоянии тонкодисперсную глину. Полностью извлечь эти частицы из воды на установках перед нагнетанием не всегда возможно. Очистка забоя скважины от этих частиц осложняется тем, что они могут покрыться нефтяной пленкой. При очистке таких пластов благоприятным может оказаться применение солянофтористой кислоты с добавками, улучшающими смачивание породы.

В пластах, сложенных песчаниками, смесь соляной и фтористоводородной кислот применяют для удаления глинистой корки со стенок скважины, а также для очистки забоя, перфорационных отверстий и фильтров от остатков глинистого раствора. При этом обычно закачивают малые объемы кислоты (от 0,95 до 3,785 м³). Причем желательно, чтобы некоторое время кислота оставалась на забое и, таким образом, впитывалась в породу. Однако на практике часто скорости нагнетания достигают 0,15 м³/мин. и больше, и кислота полностью вытесняется из скважины в пласт под давлением. Многие из этих обработок улучшают продуктивность или приемистость и поэтому продолжают осуществляться при такой же скорости нагнетания. А это приводит к тому, что большая часть нагнетаемой в пласт кислоты по образующимся трещинам уходит в пласт и не очищает перфорационных отверстий.

Нецелесообразно применять фтористоводородную (плавиковую) кислоту для обработки песчаников при высоких темпах нагнетания, поскольку скорость реакции с кварцем и силикатами очень низка и при этих условиях не будет происходить разъедания трещин, а кислота отфильтруется в пласт. В известняках или известковистых песчаниках применять эту кислоту с целью очистки забоя, как правило, противопоказано. Большие затраты на нее при обработке известняков не оправдываются.

Фтористоводородная кислота при контактировании с породой немедленно вступает в реакцию с карбонатом кальция. В результате реакции образуется фторид кальция, а содержание HF в смеси кислот очень быстро убывает и через сравнительно короткое время частицы глины или остатки глинистого раствора

перестают растворяться. Несмотря на то, что при реакции фтористой кислоты с известняком образуется фторид кальция в виде твердой фазы, по-видимому, нет никакой опасности загрязнения пласта в известняках. Закупорка пор за счет выпадения фторида кальция не может сравниться с увеличением проницаемости вследствие растворяющего действия кислоты. Однако в скважинах с открытым забоем, который покрыт плотной глинистой коркой, препятствующей контакту соляной кислоты с известняком, применение глинокислоты может оказаться весьма эффективным.

При использовании плавиковой кислоты для обработок пластов, сложенных доломитами, имеется опасность резкого снижения проницаемости. Это явление, наблюдаемое при обработке скважин на промыслах, было изучено в лабораторных опытах, при исследовании динамики и продуктов реакции между HF, доломитом и пластовой водой. Если пластовая вода (или фильтрат бурового раствора в новой скважине) содержит значительно меньше 0,1% растворенного кальция, нагнетание солянофтористой кислоты не вызывает или вызывает незначительное снижение проницаемости. Если же содержание кальция в пластовой воде достигает или превышает 0,01%, проницаемость пласта резко снижается, особенно на расстоянии 2,5÷5 см от стенки скважины. Так как практически все доломиты имеют пластовую воду, содержащую, по крайней мере, 0,1% кальция, то применять кислоты с добавкой HF в этих пластах не рекомендуется. Кроме того, в пластах, сложенных доломитами, применять HF нецелесообразно, поскольку она очень быстро тратится, реагируя с породой.

2.4. Технологии кислотной обработки MaxCO₃ Acid System и VDA

Технология MaxCO₃ Acid System разработана для обеспечения наиболее эффективного отклонения кислоты и максимизации эффекта кислотных обработок в карбонатных коллекторах при высоких пластовых температурах (79÷121 °C). Для целевых пластов, согласно [21], характерны:

- высокий контраст проницаемости;
- наличие естественной трещиноватости.

Технология MaxCO₃ Acid System также предназначена для ограничения или временной блокировки:

- поглощения кислоты естественными трещинами;
- движения кислоты по наиболее проницаемым каналам.

Согласно [14], она может использоваться при кислотных обработках призабойной зоны пласта (ОПЗ) или кислотных ГРП в скважинах с открытым стволом или в скважинах с перфорированным интервалом [20].

Система отклонения состоит из разлагаемых волокон и вязкой бесполимерной кислоты Viscoelastic Diverting Acid (VDA). Авторы [21] утверждают, что сочетание самоотклоняющейся кислоты и волокон улучшает процесс отклонения за счёт объединения двух техник отклонения: механической и техники, основанной на вязкости системы MaxCO₃ Acid System.

В статье [14] отмечают, что эффект обработки достигается путём кольматацией зоны поглощения синтетическими волокнами и одновременной блокировкой высокопроницаемых каналов гелем высокой вязкости – конечным продуктом реакции кислоты VDA и карбонатов. В процессе обработки волокна коагулируют, блокируя поступление кислоты в перфорационные каналы и трещины. Одновременно с этим, кислота VDA, реагируя с карбонатами, увеличивает вязкость и блокирует высокопроницаемые каналы.

Как указано в [21], после обработки, система распадается при помощи различных механизмов:

- при контакте с пластовыми углеводородами;
- при контакте с жидкостью для предварительной промывки скважин, либо продавочной жидкостью, которые своему составу являются растворителями для системы MaxCO₃ Acid System.

По мнению авторов [21], волокнам, которые распадаются под воздействием температуры в течение некоторого времени, для полного разложения, необходимо присутствие небольшого количества воды. По мере того, как волокна гидролизуются и распадаются, из них выделяется небольшое количество кислоты, которое продолжает оказывать воздействие на пласт. Затем растворимые

вещества выводятся на дневную поверхность без остановки скважины, на которой была произведена обработка.

Авторы [22] утверждают, что синтетические волокна и кислота VDA являются бесполимерными материалами и после распада не вызывают остаточного загрязнения пласта.

2.4.1. Характеристики технологий MaxCO₃ Acid System и VDA

Одним из принципиальных отличий системы MaxCO₃ Acid System от её предшественника – системы VDA, является способность компонентов первой системы – специальных волокон, образовывать при обработке специальную корку на стенках каналов, по которым движется кислота. Образовавшаяся корка препятствует поглощению жидкости пластом.

На рисунке 6 представлены результаты сравнительных тестов на способность систем VDA и MaxCO₃ Acid System проявлять этот эффект.

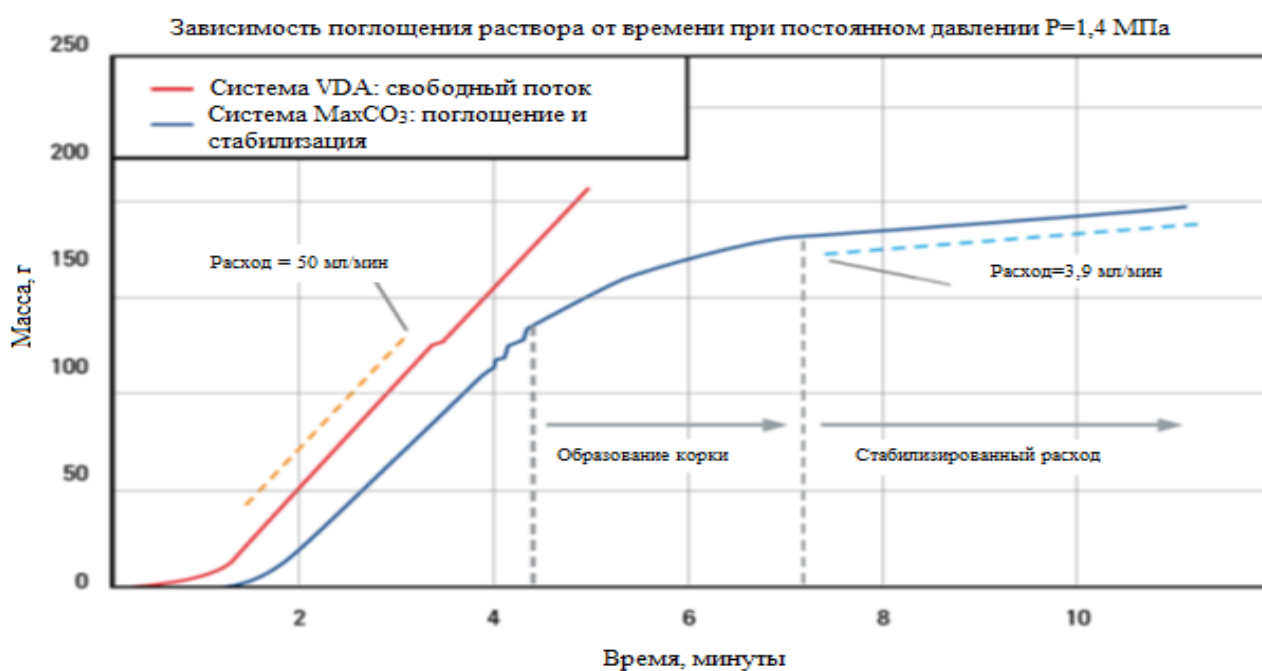


Рисунок 6 - Результаты лабораторных исследований систем MaxCO₃ Acid System и VDA [21]

В ходе эксперимента обе жидкости были продавлены через 2-мм отверстие, имитирующее естественную трещину. Графическая зависимость подтверждает, что после непродолжительного времени система MaxCO₃ Acid System смогла образовать устойчивую корку на стенках канала. При тестировании си-

системы VDA подобный эффект получен не был, и жидкость поглощалась пластом с постоянной скоростью.

2.4.2. Опыт применения системы MaxCO₃ Acid System на месторождении Южный Гавар, Саудовская Аравия

В статье [20] рассмотрено газовое месторождение Южный Гавар в Саудовской Аравии. Для этого месторождения характерен гетерогенный карбонатный пласт-коллектор. Пласт сложен доломитом и известняком с прослойками непроницаемого ангидрида. Значение продуктивной толщины пласта изменяется в диапазоне 30÷60 метров, а состав газа, давление и температуры месторождения Южный Гавар существенно различаются по его площади и глубинам. Для месторождения характерен высокий контраст проницаемости и пористости по толщине. Кроме того, согласно [19], в составе газа свиты Хуф присутствуют кислые компоненты H₂S и CO₂ (4,1% и 3,7% соответственно).

К моменту написания статьи [20] было проведено 25 испытаний системы MaxCO₃ Acid System[®] при различных видах обработки, а именно:

- многостадийные кислотные ГРП на открытом забое (8 обработок на 3-х скважинах);
- одностадийные кислотные ГРП на вертикальных и наклонных скважинах с цементированным и перфорированным башмаком.

Для описания результатов обработки были выбраны две скважины:

- скважина X;
- скважина Y.

Рассмотрим скважину X. Глубина скважины составляет 5185 м, забой открытый. Ствол оборудован двумя пакерами, которые делят его на три участка. На глубине в 3460 м было установлено контрольно-измерительное устройство, чтобы регистрировать забойное давление при ГРП. При обработке скважины X применялась технология многостадийного ГРП. В данном случае, процесс интенсификации подразумевал 3 стадии. План закачки реагентов для скважины X представлен таблице 6.

Таблица 6 - План закачки реагентов на скважине X на месторождении Южный Гавар [22]

Название стадии	Темп закачки (м ³ /мин)	Название раствора	Объём закачки (м ³)	Концентрация кислоты (%)
«Подушка» ГРП	4,0	Сшитый гель	19,0	0
Кислота 1	4,0	Кислотная эмульсия	22,7	28
«Подушка» ГРП	4,8	Сшитый гель	9,5	0
Отклонитель 1	4,8	Система отклонения	7,6	15
«Подушка» ГРП	4,8	Сшитый гель	19,0	0
Кислота 2	4,8	Кислотная эмульсия	22,7	28
«Подушка» ГРП	4,8	Сшитый гель	9,5	0
Отклонитель 2	4,8	Система отклонения	7,6	15
«Подушка» ГРП	5,6	Сшитый гель	20,8	0
Кислота 3	5,6	Кислотная эмульсия	26,5	28
«Подушка» ГРП	6,4	Сшитый гель	9,5	0
Отклонитель 3	6,4	Система отклонения	9,5	15
«Подушка» ГРП	6,4	Сшитый гель	22,7	0
Кислота 3	6,4	Кислотная эмульсия	34,0	28
Промывочная пачка 1	6,4	Продавочная жидкость	38,0	0
Отклонитель 4	1,6	Система отклонения	9,5	15
Кислота 4	1,6	HCl-28 CFA	34,0	28
Промывочная пачка 2	1,6	Продавочная жидкость	38,0	0
Промывка	1,6	Вода	40,2	0

Результаты, представленные на рисунке 7, показывают, что забойное давление, создаваемое системой MaxCO₂ Acid System, превышало давление разрыва в течение всего процесса обработки. Такого эффекта невозможно было до-

биться до применения этой системы. Это характеризует данную операцию по проведению ГРП как очень эффективную.

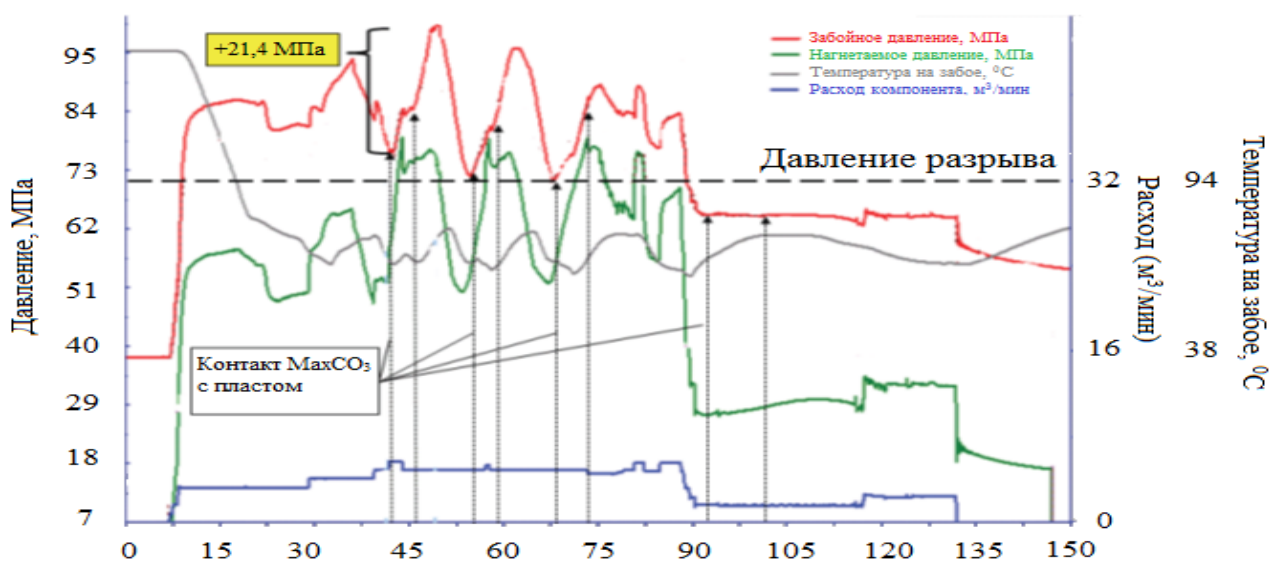


Рисунок 7 - Зависимость забойного давления и скорости закачки от времени на скважине X на месторождении Южный Гавар [22]

Согласно [22], КО дебит газа был равен 230 тыс. м³/сут при устьевом давлении 14,2 МПа. После КО дебит составил 650 тыс. м³/сутки, т.е. почти в 3 раза выше, чем до КО, при устьевом давлении 15,4 МПа. Данные изменения представлены на рисунке 8.

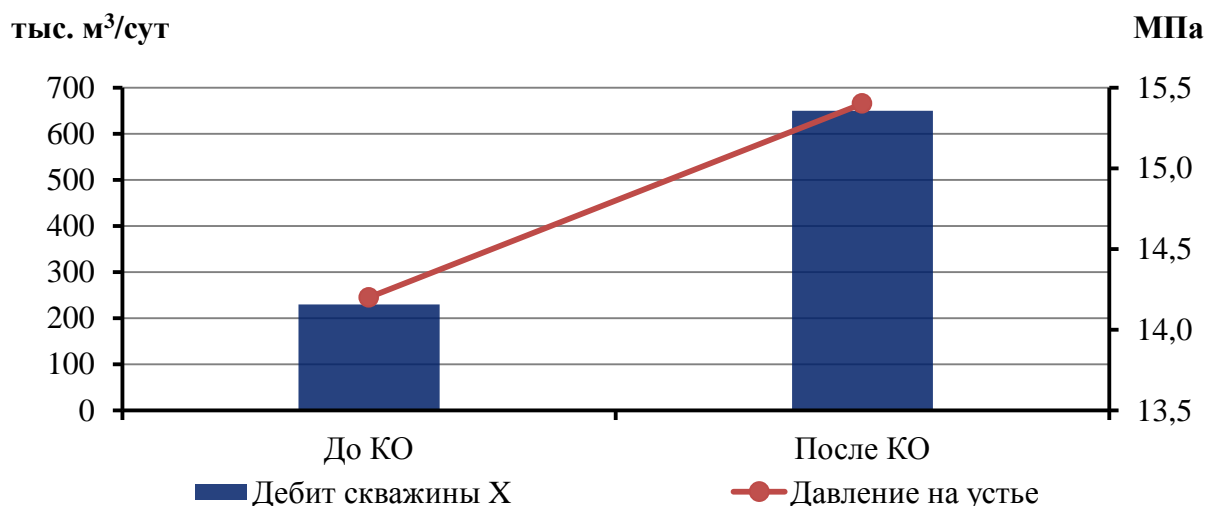


Рисунок 8 - Сравнение значений дебита скважины X и устьевое давление на ней до и после КО на месторождении Южный Гавар

Теперь рассмотрим скважину Y. Согласно мнению авторов [22], данные, полученные в результате исследований этой скважины, дают достаточно пол-

ную информацию о свойствах коллектора и осредненную информацию по проведению ГРП на всех обрабатываемых скважинах месторождения.

Скважина У обладает вертикальным наклонным профилем, отклонение от вертикали составляет 65 градусов. Ствол перфорирован в 3-х интервалах. Перед началом обработки на данной скважине была поставлена задача провести максимально эффективную обработку на всех трёх перфорированных участках. План закачки реагентов для скважины У представлен таблице 7.

Таблица 7 - План закачки реагентов на скважине У на месторождении Южный Гавар [20]

Название стадии	Скорость закачки (м ³ /мин)	Название раствора	Объём закачки (м ³)	Концентрация кислоты (%)
«Подушка» ГРП	3,2	Сшитый гель	34,0	0
Кислота	3,2	Кислотная эмульсия	34,0	28
«Подушка» ГРП	4,8	Сшитый гель	13,6	0
Отклонитель №1	4,8	Система отклонения	13,6	15
«Подушка» ГРП	4,8	Сшитый гель	34,0	0
Кислота	4,8	Кислотная эмульсия	34,0	28
«Подушка» ГРП	5,6	Сшитый гель	13,6	0
Отклонитель №2	5,6	Система отклонения	13,6	15
«Подушка» ГРП	6,4	Сшитый гель	34,0	0
Кислота	6,4	Кислотная эмульсия	34,0	28
«Подушка» ГРП	6,4	Сшитый гель	13,6	0
Отклонитель №3	6,4	Система отклонения	13,6	15
«Подушка» ГРП	6,4	Сшитый гель	38,0	0
Кислота	6,4	Кислотная эмульсия	34,0	28
Промывочная пачка 1	6,4	Продавочная жидкость	26,5	0
Отклонитель 4	1,6	Система отклонения	13,6	15
Кислота 4	1,6	HCl	26,5	28
Промывочная пачка 2	1,6	Продавочная жидкость	19,0	0
Промывка	1,6	Вода	50,9	0

Как видно из рисунка 9, забойное давление, создаваемое с помощью системы MaxCO₃ Acid System, как и в случае со скважиной X, всегда превышает давление разрыва, что характеризует высокую эффективность ГРП. Кроме того, при проведении интенсификации на скважине Y зарегистрировано рекордное для данного типа коллектора увеличение забойного давления на 31,1 МПа при отличном мониторинге процесса поглощения жидкости пластом.

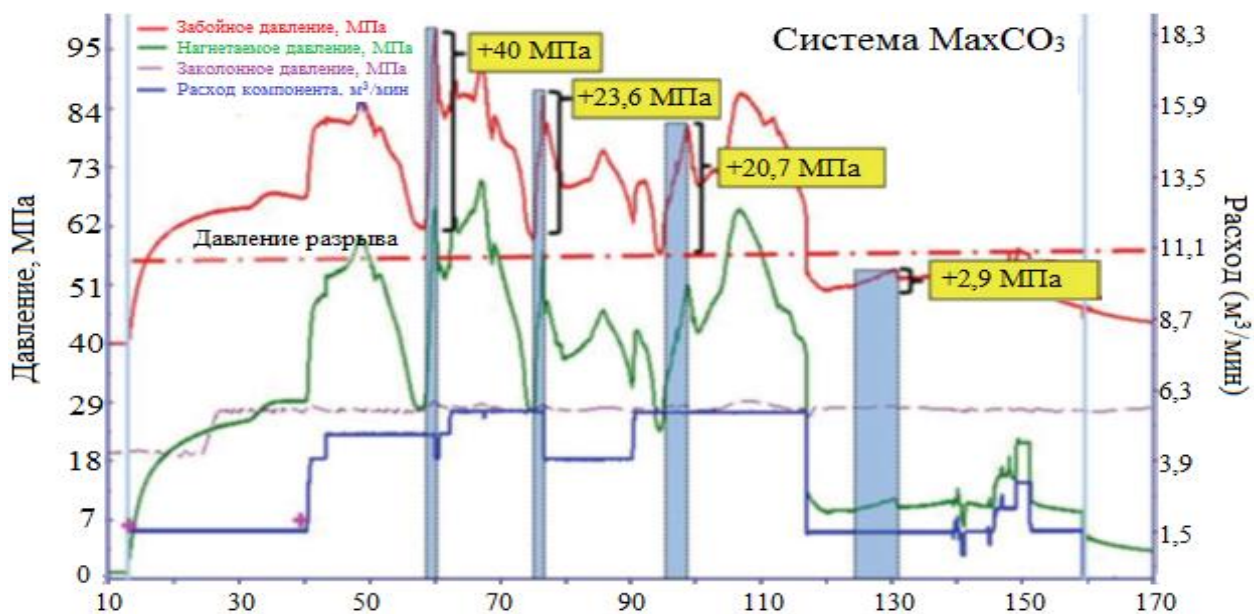


Рисунок 9 - Зависимость забойного давления и скорости закачки от времени при проведении ГРП на скважине Y месторождения Южный Гавар [20]

Авторы [20] отмечают, что очистка скважины при применении MaxCO₃ Acid System[®] происходит за 3 дня вместо 4-5 дней при применении других технологий, что обеспечивает 40%-ную экономию времени на остановку скважины. Гарантированная 22%-ная очистка забоя происходит уже через 24 часа после окончания обработки. Кроме того, устранение необходимости использования механических средств отклонения позволило сократить продолжительность работ по заканчиванию и интенсификации на 6 суток, что привело к сокращению расходов на сумму от 480000 до 600000 долл. США. В результате системой MaxCO₃ Acid System стали широко применять для проведения мероприятий по интенсификации притока на месторождениях компании Saudi Aramco.

2.4.3. Опыт применения системы MaxCO₂ Acid System на месторождении Тенгиз, Казахстан

Авторы статьи [22] рассказывают о месторождении Тенгиз на западе Казахстана. Это газонефтяное месторождение-супергигант. Оператором месторождения является подразделение американской компании Chevron – «Tengiz-Chevroil».

Для этого месторождения характерен трещиноватый карбонатный пласт-коллектор со значениями пористости и проницаемости, лежащими в интервале 3÷20% и 1÷10 мД соответственно. Пластовое давление на месторождении равно 51,7 МПа, пластовая температура – 104÷116 °С. Толщина продуктивной части пласта составляет около 800 м, глубины залегания кровли продуктивного пласта находятся в диапазоне от 3800 м до 5500 м. Для пластового газа характерно довольно высокое содержание кислого компонента H₂S (порядка 14%)

На рисунке 10 представлена схема разделения Тенгизского месторождения на участки. По данным [22], всего на месторождении выделяется 3 участка:

- Блок 1 (Платформа) (включает зоны IBN, IBS)
- Блок 2 (Верхние участки склонов) (включает зоны OBH, OBHs и OBHw)
- Блок 3 (Крыло залежи) (включает зону OBL)

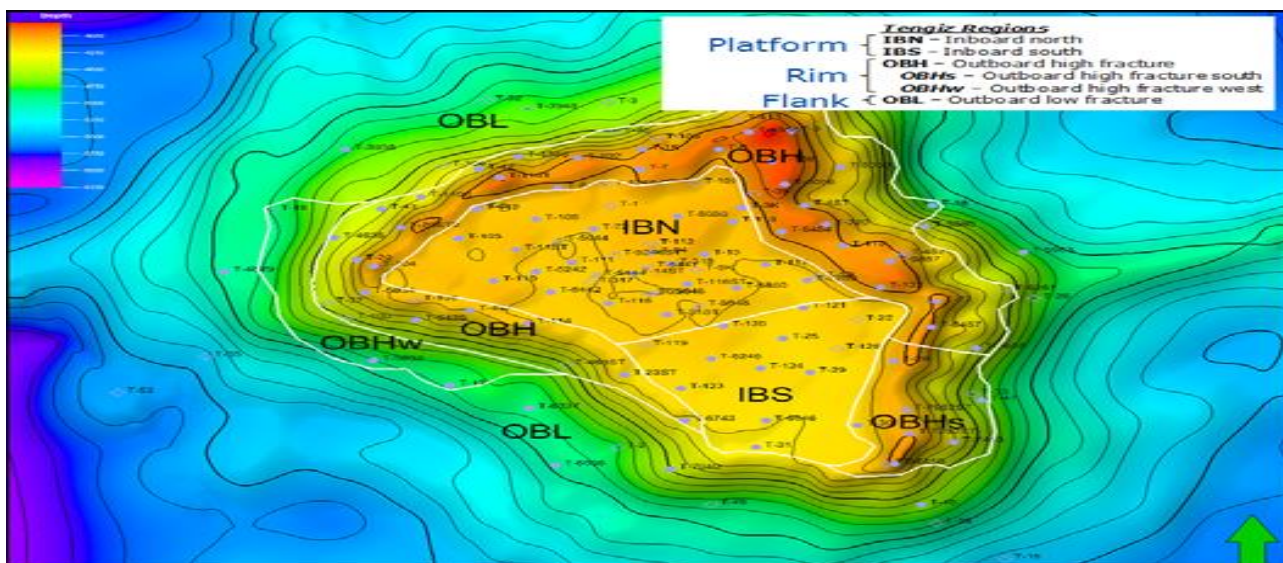


Рисунок 10 - Схема разделения Тенгизского месторождения на участки [22]

Как видно из рисунка 10, площадь месторождения разбита на блоки. Для блока 1 характерна хорошая трещиноватость. Блоки 2 и 3 обладают более плохими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЭС) по сравнению с блоком 1, однако для них характерно большее значение забойного давления. Стоит отметить, что между всеми блоками существует хорошая гидродинамическая связь.

Наличие кислого газа H_2S в составе пластовой смеси, по мнению авторов [22], ещё раз подчеркивает необходимость применения системы MaxCO₃ Acid System, поскольку отсутствие в реагенте железосодержащих соединений гарантирует отсутствие образования отложений сульфида железа (II) FeS на забое.

При 70 работающих скважинах суммарный дебит на месторождении составляет порядка 84 тыс. м³/сут.

Применение системы MaxCO₃ Acid System на месторождении Тенгиз связано с запуском программы Acid Stimulation в 2011 после 5-тилетнего пробела в практике проведения мероприятий по интенсификации. Согласно данным [22], проведение программы планировалось в период с 2011 по 2013 год. В программу входит не только кислотная обработка, но и дополнительная «углубка» скважин, их прострел.

На момент написания статьи программа интенсификации показала постепенное улучшение во всех 19 скважинах.

Историю проведения мероприятий по интенсификации притока на месторождении Тенгиз до проведения программы Acid Stimulation можно условно разделить на 4 этапа:

1. Матричная обработка «в лоб»⁴ (1987-1994);
2. Программа проведения кислотных ГРП (1995-2000);
3. Проведение мероприятий по матричной обработке с применением колтюбинговой техники (КТ) на блоках 2 и 3 (1994-2004);
4. Матричная обработка блока 1 с использованием системы VDA (2000-2006)

⁴ Закачка «в лоб» (bullheading)— это метод закачки жидкостей в скважину с поверхности без непосредственного контроля поступления жидкости в тот или иной интервал.

В таблице 8, приведенной в статье [22], представлены основные характеристики мероприятий по интенсификации на Тенгизском месторождении.

Таблица 8 - Характеристики мероприятий по интенсификации на Тенгизском месторождении [22]

Года	Число скважин	Метод закачки	Способ отклонения	Тип кислоты	Объем закачки, м ³
1987-1994	23	«В лоб»	-	15% HCl	76,5
1995-2000	14	Кислотный ГРП	Бензойные кислотный проппант; растворимый проппант	Загущенная 15% HCl; сшитый гель	297,5
1999-2004 (Блоки 2/3)	12	КТ	-	15% HCl	100,7
2000-2006 (Блок 1)	17	КТ	-	15% HCl	67,0
	7	КТ/«В лоб» (2003-2006)	Система VDA [®]	15% HCl	59,6
2011-2012	19	КТ/«В лоб»	Система MaxCO ₃ Acid System [®]	15% HCl	111,3

Перед началом проведения программы Acid Stimulation, согласно [22], перед инженерами была поставлена следующая задача: создать такие условия добычи сырья, при которых будет осуществлена максимально возможная загрузка мощностей имеющегося оборудования наземного комплекса. Помимо проведения мероприятий по интенсификации притока также подразумевалось бурение новых скважин.

Особенностью применения системы MaxCO₃ Acid System на Тенгизском месторождении стало наличие коррозионно-активных компонентов в составе пластовой смеси.

Скважины на месторождении оборудованы двумя типами труб:

- Трубы из обычной стали марки С-90;
- Трубы из коррозионно-устойчивого сплава CRA (Corrosion Resistant Alloy)

Согласно замыслу проектировщиков, в перспективе планируется оборудовать все скважины трубами типа CRA.

Соответственно, при обработке скважин с С-90 применяют технологию КТ, в то время как при обработке скважин с CRA можно проводить закачку реагентов «в лоб». В таблице 9 представлена схема обработки ствола скважины перед применением КТ на Тенгизском месторождении.

Таблица 9 - Схема обработки ствола скважины перед применением КТ на Тенгизском месторождении [22]

Реагент	Объём закачки, м ³	Скорость закачки, м ³ /мин	Комментарии
15% HCl	19,9	0,16	
Растворитель (90% ксилена, 10% взаимного растворителя)	7,9		
Выдерживание растворителя 40 минут			«Замачивание» растворителем
15% HCl	19,9		
СТС	15,9		Промывка/Удаление

При обработке скважин с использованием КТ проводят предварительную очистку ствола от остатков сероводородных жидкостей на забое. Для этого используется добываемая там же марка нефти СТС (стабилизированная тенгизская сырая) (СТС (Stabilized Tengiz Crude)). Затем проводят последующую очистку ствола скважины с применением техники выдерживания многофункционального растворителя в стволе. Такой растворитель позволяет удалить различные органические отложения в стволе, находящиеся в виде эмульсий, за счёт уменьшения поверхностного натяжения на границе раздела фаз и разрушения этих эмульсий. Состав содержит 90% ксилена и 10% взаимного растворителя. Назначение ксилена в этом растворе – растворять парафинистые отложения, а также быть безводным носителем для второго компонента раствора. Второй компонент системы является гидрофильным, его назначение – поглощать воду из ПЗП, а также разжижать пластовый флюид или буровой раствор,

если обработка происходит после капитального ремонта скважины (КРС). Подобное сочетание растворителей создает благоприятные условия в пласте для реакции 15% HCl с породой и создания проницаемых каналов в пропластках.

Схема обработки скважины с применением системы MaxCO₃ Acid System на Тенгизском месторождении представлена в таблице 10.

Таблица 10 - Схема обработки скважины с применением системы MaxCO₃ Acid System на Тенгизском месторождении [22]

Этап	Вещество	Скорость закачки, м ³ /мин	Объем закачки, м ³
1	15% HCl	0,4	19,9
	Система VDA [®]		4,0
	Система MaxCO ₃ Acid System		12,7
	Система VDA [®]		8,0
2	15% HCl		19,9
	Система VDA [®]		4,0
	Система MaxCO ₃ Acid System		12,7
	Система VDA [®]		8,0
3	15% HCl		19,9
	Система VDA [®]		4,0
	Система MaxCO ₃ Acid System		14,3
	Система VDA [®]		11,9
	15% HCl	19,9	
Промывка	СТС	-	31,8
Удаление	СТС	0,7	79,5

Сам процесс обработки скважин на месторождении с применением системы MaxCO₃ Acid System, согласно [22], проводится в 2÷5 этапов.

- Сначала начинают закачку раствора 15% HCl для воздействия на наиболее проницаемые зоны.

- Во время следующего этапа в скважину закачивают система VDA. На этом этапе она работает как буфер, а цель ее закачки – не отклонение HCl, а предотвращение контакта кислоты с волокнами.

- Для создания системы отклонения на следующем этапе друг за другом закачивают волокна и систему VDA. Сплетающиеся между собой волокна блокируют поступление кислоты в наиболее проницаемые пропластки. Присутствие системы VDA позволяет добиться более эффективного отклонения кислоты.

- На заключительном этапе HCl, отклонённая с помощью волокон и системы VDA, поступает в менее проницаемые пропластки.

Эту схему повторяют несколько раз для создания более качественной зоны обработки и достижения большего эффекта в коллекторах с естественной трещиноватостью, которым и является пласт Тенгизского месторождения.

На рисунке 11 представлено сравнение значений среднего дебита скважин Тенгизского месторождения до и после кислотной обработки. До КО средний дебит нефти был равен 448,34 м³/сут. После КО дебит составил 1122,45 м³/сут, т.е. в 2,5 раза больше, чем до КО.

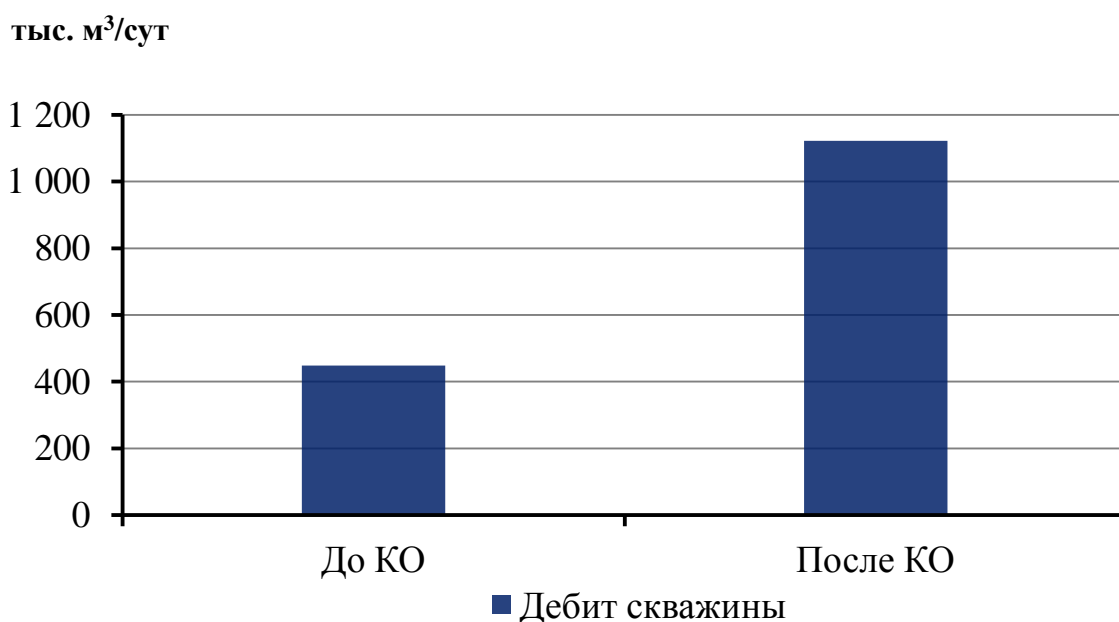


Рисунок 11 - Сравнение значений среднего дебита скважин Тенгизского месторождения до и после КО

2.5. Выводы

Существующие технологии обработки ПЗП позволяют достигать увеличения газоотдачи практически на любом типе коллектора.

Для карбонатного трещиноватого коллектора АГКМ, который рассматривается в этой работе, основным компонентом практически всех технологических жидкостей для обработки ПЗП является раствор соляной кислоты 8÷15%-ной концентрации.

На композицию состава, применяемого для обработки карбонатных коллекторов, влияет целый ряд факторов, среди которых можно выделить:

- Скорость и объём закачки реагента в пласт;
- Степень гидрофобизации коллектора;
- Наличие некарбонатных включений;
- Содержание кислых компонентов в составе пластового флюида и т.д.

Сегодня кислотные составы разрабатываются таким образом, чтобы максимально снизить степень поглощения реагента пластом. Кроме того, введение вязких систем в состав кислотной композиции позволяет кислоте в большей степени воздействовать на низкопроницаемые пропластки, минуя высокопроницаемые интервалы (так называемая система самоотклонения кислоты).

Одним из наиболее удачных примеров такого состава является разработанная компанией Schlumberger технология MaxCO₃ Acid System, объединяющая в себе две техники самоотклонения кислоты: механическую (за счёт разлагаемых волокон в составе системы) и вязкую (за счёт вязкой системы VDA в составе системы). Эта технология эффективно показала себя на месторождениях Казахстана и Саудовской Аравии. Эффективность её применения для коллектора АГКМ будет проанализирована далее.

Глава 3. Интенсификация притока газа на АГКМ

Работы по интенсификации притока газа на эксплуатационных скважинах АГКМ проводятся с 1986 года. По данным 2011 года на месторождении было проведено свыше 500 кислотных обработок, которые различались как по технологии, так и по компонентному составу активной жидкости.

Для этого месторождения характерен трещиноватый карбонатный пластоколлектор. Глубина залегания кровли продуктивных отложений минус 3700÷4100 м.

Начальное пластовое давление на месторождении 61,2 МПа при средней температуре пласта 110 °С. Коллекторские свойства пластов изменчивы: значение пористости колеблется от 5% до 15%, а в некоторых районах составляет 20%. Пласт характеризуют плохие фильтрационно-емкостные свойства. Среднее значение проницаемости 2÷5 мД. Добываемый на месторождении газ содержит в своём составе большую долю кислых компонентов. Содержание H_2S варьируется от 16% до 32%, а содержание CO_2 может достигать 14÷21%

Проведение кислотной обработки ПЗП в газовых скважинах с мощностью продуктивной зоны до 200 метров связано с рядом сложностей, и качественная обработка всего интервала является непростой задачей. Ситуация на АГКМ усугубляется сложностью конструкции скважины – продуктивный интервал на 80÷90% перекрыт неперфорированным хвостовиком НКТ, что ограничивает доступ к верхней и средней части интервала, и вынуждает проводить обработку ПЗП через нижнюю часть интервала с подъемом жидкости обработки по затрубному пространству вдоль всего пласта.

Виды технологий соляно-кислотных обработок эксплуатационных скважин АГКМ, средние значения кратности эффекта для каждой технологии за период с 1987 года по 2011 год рассмотрены в таблицах 12, 13, 14 и 15.

Для оценки эффективности мероприятий по интенсификации притока газа на АГКМ используется общепринятый в газопромисловой практике показатель «кратность эффекта», т.е. отношение дебита после обработки к дебиту до обработки.

Максимальное значение кратности эффекта достигнуто при проведении «простых» солянокислотных обработок. Так, например, по тем 32 обработкам, по которым имеется информация о кратности эффекта, этот показатель в среднем составил 3,6.

Практика показывает, что у последующих обработок, проведённых по более совершенным технологиям, в т.ч. предусматривающих использование многокомпонентных активных жидкостей с одновременным увеличением объёма закачиваемой соляной кислоты, кратность редко превышает 2.

Данные средней кратности эффекта мероприятий по интенсификации притока газа в зависимости от вида обработки представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Эффективность мероприятий по интенсификации притока газа на АГКМ [12]

Технология обработки	Средняя кратность эффекта
Солянокислотная обработка	2,26
Метанольная СКО	1,83
СКО с блокированием ВПИ ⁵	1,58
Эмульсионная СКО	1,7
Скоростная СКО	1,5
СКО с применением КСПЭО	1,4

Годовой прирост добычи газа от проведённых работ по интенсификации в отдельные годы достигал 10÷13%, а в среднем за весь период разработки составил 6%.

Продолжительность действия технологического эффекта от СКО колеблется в широких пределах от 1÷2 месяцев до 6÷12 и даже более 2-х лет. Такое разнообразие результатов можно объяснить, с одной стороны, особенностями технологии и организации проведения обработки, с другой – особенностями коллекторских свойств карбонатной породы.

⁵ Водопроявляющие интервалы

млн. куб. м

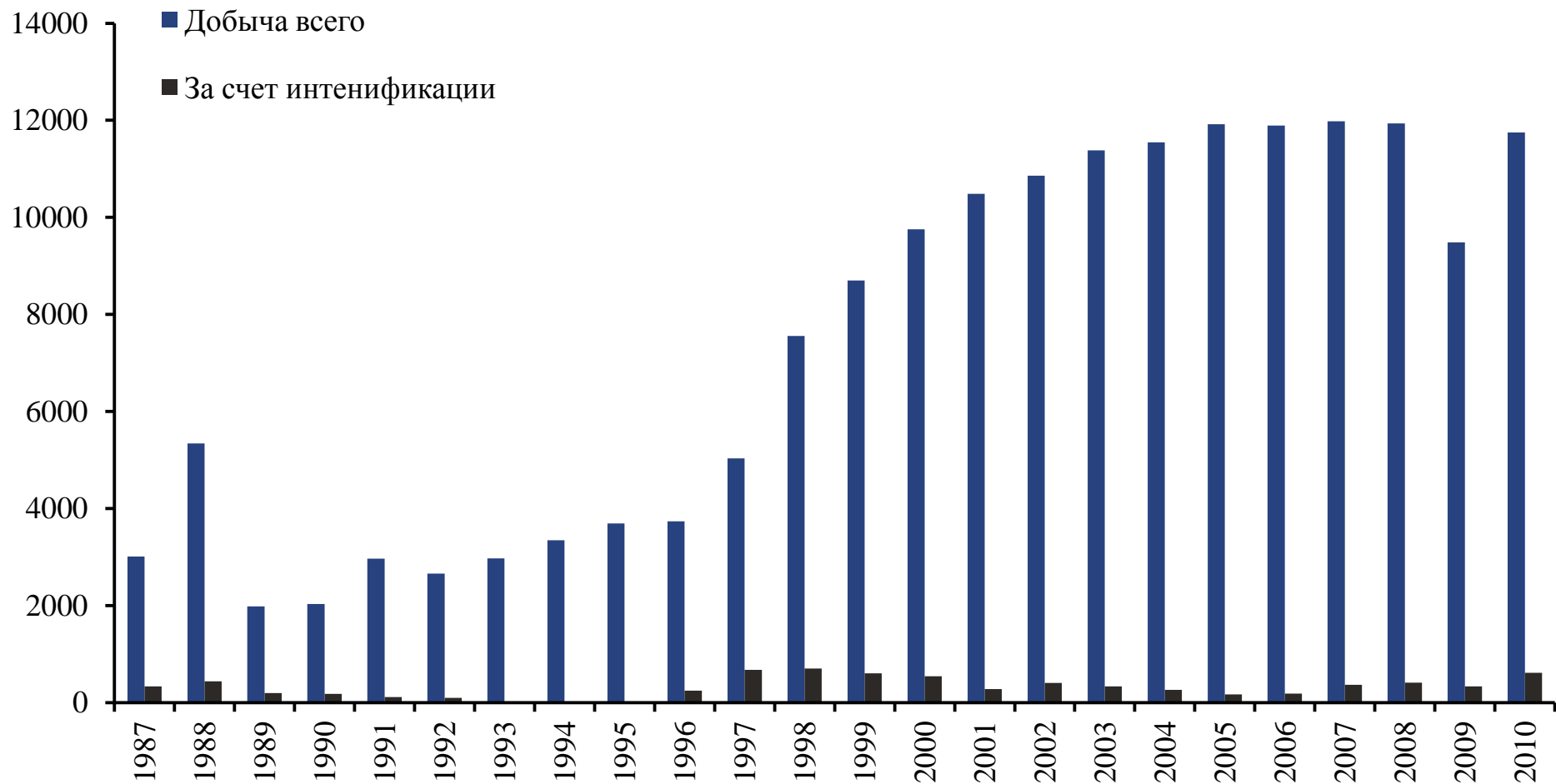


Рисунок 12 - Годовой объём добычи на АГКМ, в т.ч. полученный за счёт интенсификации притока [12]

Таблица 12 - Распределение обработок пласта на АГКМ по видам и годам по состоянию на 2011 г. [12]

Год	Кислотная ванна		СКО				Метанольно-солянокислотная обработка		Эмульсионная СКО		ГРП	Другие виды работ	Итого
	КВ	+инг.	СКО	СКО(б)	СКО(ст)	СКО(с)	МСКО	МСКО(с)	СКОЭ	СКОЭ(б)			
1987	-	-	5	-	-	1	3	-	-	-	-	-	9
1988	-	-	12	-	-	1	4	11	2	-	3	-	33
1989	-	-	1	-	-	-	5	2	1	-	5	-	14
1990	-	-		-	-	-	1	-	-	-		-	1
1991	-	-	4	-	-	-	1	-	-	-	1	-	6
1992	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
1993	1	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
1994	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
1996	8	-	4	-	-	-	-	-	1	-	-	5	18
1997	10	11	5	-	-	-	1	-	3	-	-	1	31
1998	2	4	4	3	-	-	1	-	11	-	-	2	27
1999	2	2	3	2	17	-	-	-	3	2	-	1	32
2000	3	1	5	3	20	-	-	-	1	-	-	2	35
2001	3	3	7	2	3	-	1	-	5	-	-	3	27
2002	1	3	10	1	5	-		-	2	-	-	2	24
2003	2	1	12	-	13	-	1	1	-	-	-	1	31
2004	-	1	13	2	9	-	1	-	6	-	-	3	35

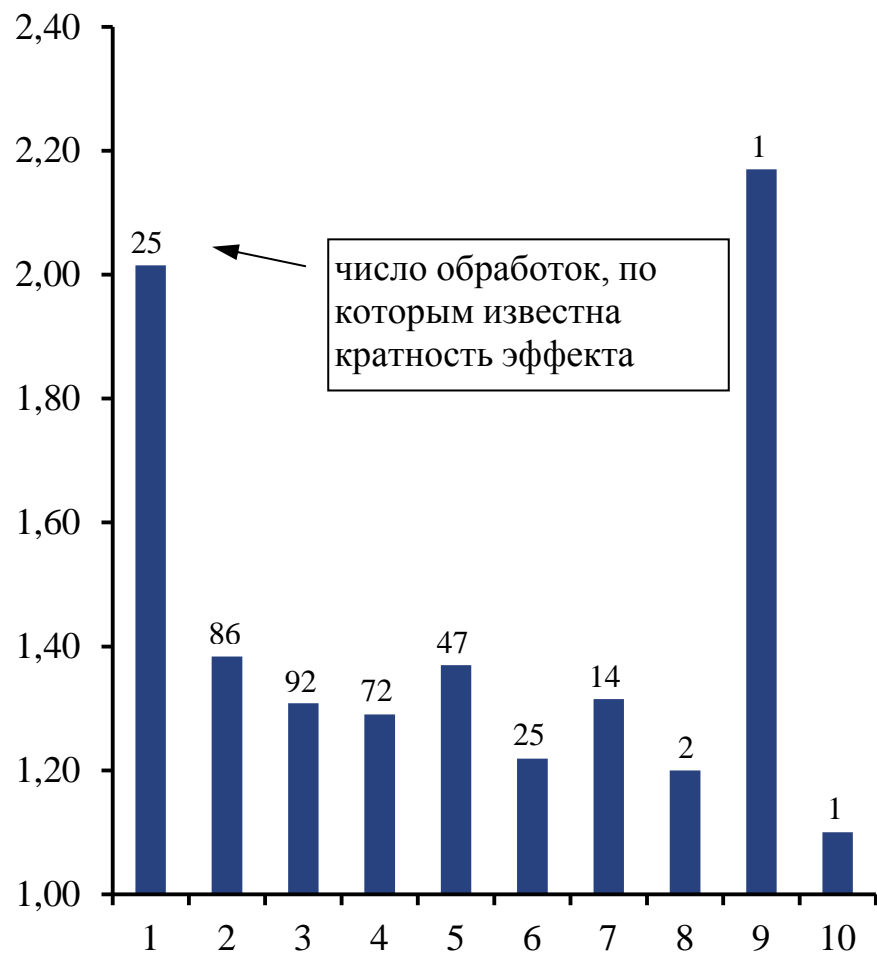
Продолжение таблицы 12 - Распределение обработок пласта на АГКМ по видам и годам по состоянию на 2011 г. [10]

Год	Кислотная ванна		СКО				Метанольно-солянокислотная обработка		Эмульсионная СКО		ГРП	Другие виды работ	Итого
	КВ	+инг.	СКО	СКО(б)	СКО(ст)	СКО(с)	МСКО	МСКО(с)	СКОЭ	СКОЭ(б)			
2005	6	-	7	1	6	-	-	-	3	-	-	3	26
2006	11	-	11	1	11	-	-	-	1	-	-	5	40
2007	20	-	1	3	13	-	-	-	3	-	-	7	47
2008	35	-	-	13	4	-	-	-	-	-	-	6	58
2009	12	-	9	10	3	-	-	-	-	-	-	2	36
2010	1	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	15
2011	3	-	-	6	2	-	-	-	1	-	-	-	12
Всего	121	26	116	61	106	2	19	14	43	2	9	43	562

Таблица 13 - Результаты соляно-кислотных обработок на АГКМ за период с 1987 по 2011г. [10]

Порядковый № обработки	Количество		Результаты				
	Всего проведено, шт	От общего количества, %	Известное значение кратности эффекта, шт	От количества по порядковому номеру, %	От общего количества, %	Среднее значение кратности эффекта	Интервал значений кратности эффекта min÷max
1	76	14,60	25	32,43	4,73	2,02	1,06÷4,8
2	124	24,26	86	69,11	16,77	1,38	0,25÷3,0
3	114	22,29	92	81,42	18,15	1,31	0,34÷2,9
4	94	18,34	72	77,42	14,20	1,29	0,32÷3,6
5	57	10,85	47	83,64	9,07	1,37	0,5÷3,6
6	32	5,52	25	89,29	4,93	1,22	0,14÷2,9
7	14	2,76	14	100	2,76	1,32	0,8÷2,2
8	5	0,79	2	50	0,39	1,20	1,0÷1,4
9	2	0,39	1	50	2,17	2,17	2,17
10	1	0,20	1	100	0,20	1,10	1,10
ИТОГО	519	100	365	-	71,40	1,44	-

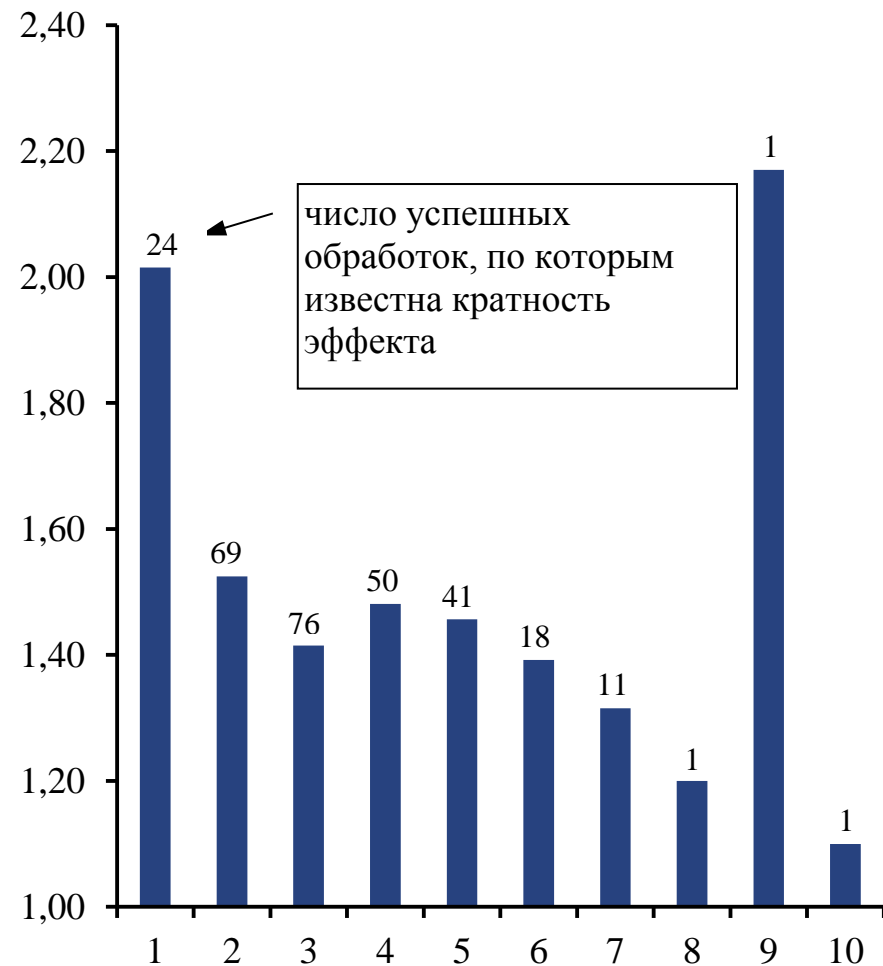
Кратность эффекта



Порядковый № обработки

Рисунок 13 - Изменение кратности эффекта СКО в зависимости от их порядкового номера на АГКМ за период с 1987 г. по 2011 г. [12]

Кратность эффекта



Порядковый № обработки

Рисунок 14 - Изменение кратности эффекта по успешным СКО в зависимости от их порядкового номера на АГКМ за период с 1987 г. по 2011 г. [12]

Таблица 14 - Зависимость кратности эффекта от порядкового номера успешных СКО на АГКМ в период с 1987 г. по 2011г. [12]

Порядковый № обработки	Количество		Результаты				
	Всего проведено, шт	От общего количества, %	Известное значение кратности эффекта, шт			Среднее значение кратности эффекта	Интервал значений кратности эффекта min÷max
			всего	-	+		
1	76	14,6	25	-	24	2,02	1,06÷4,8
2	124	23,8	86	17	69	1,52	1,02÷3,0
3	114	21,9	92	16	76	1,41	1,01÷2,9
4	94	18,1	72	22	50	1,48	1,03÷3,6
5	57	10,9	47	6	41	1,46	1,05÷3,6
6	32	6,1	25	7	18	1,39	0,14÷2,9
7	14	2,7	14	3	11	1,32	0,8÷2,2
8	5	0,9	2	1	1	1,20	1,0÷1,4
9	2	0,4	1	-	1	2,17	2,17
10	1	0,2	1	-	1	1,10	1,10
ИТОГО	519	100	365	72	293	1,51	

Таблица 15 - Эффективность СКО на скважинах АГКМ за период с 1987 г. по 2011г. [12]

Технология обработки	Количество скв/оп		Результаты						
	Всего проведено, шт	От общего количества, %	Известное значение кратности эффекта, шт			Среднее значение кратности эффекта		Интервал значений кратности эффекта min÷max	
			всего	-	+	общее	+	общее	+
1. Солянокислотная обработка									
СКО	108	38,99	73	13	60	1,39	1,53	0,32÷4,8	1,01÷4,8
СКО(б)	35	12,64	30	9	21	1,31	1,53	0,25÷3,6	1,06÷3,6
СКО(ст)	105	37,18	88	13	75	1,33	1,43	0,34÷2,6	1,04÷2,6
СКО(с)	2	0,72	2	-	2	1,23	1,23	1,2÷1,26	1,20÷1,26
СКО при ГНКТ	37	10,47	30	2	28	1,60	1,66	0,9÷3,0	1,06÷3,0
ИТОГО	287		206	37	186	1,37	1,48	0,25÷4,8	1,01÷4,8
2. Кислотная ванна									
СКВ	113	76,59	68	20	48	1,21	1,55	0,14÷2,7	1,03÷2,7
СКВ + инг.	26	18,06	3	-	3	1,29	1,29	1,06÷1,5	1,06÷1,5
СКВ при ГНКТ	13	5,56	13	2	11	1,30	1,38	0,83÷1,71	1,04÷1,71
ИТОГО	152		78	21	57	1,34	1,40	0,14÷2,7	1,02÷2,7
3. Метанольно-солянокислотная обработка									
МСКО	19	58	12	4	8	1,25	1,48	0,6÷2,5	1,07÷2,5
МСКО(с)	14	42	12	2	10	1,52	1,66	0,8÷3,6	1,19÷3,6

Продолжение таблицы 15 - Эффективность СКО на скважинах АГКМ за период с 1987 г. по 2011г. [12]

Технология обработки	Количество скв/оп		Результаты						
	Всего проведено, шт	От общего количества, %	Известное значение кратности эффекта, шт			Среднее значение кратности эффекта		Интервал значений кратности эффекта min÷max	
			всего	-	+	общее	+	общее	+
ИТОГО	33		24	6	18	1,39	1,57	0,6÷3,6	1,07÷3,6
4. Эмульсионная СКО									
СКОЭ	43	95	33	5	28	1,55	1,68	0,4÷2,9	1,02÷2,9
СКОЭ(б)	2	5	2	-	2	1,76	1,76	1,4÷2,12	1,4÷2,12
ИТОГО	45		35	5	30	1,66	1,72	0,4÷2,9	1,02 ÷2,9
5. Гидравлический разрыв пласта									
ГРП	9	100	9	-	9	1,93	1,93	1,2÷3,0	1,2÷3,0



Рисунок 15 - Годовая динамика скважин АГКМ с появившейся подошвенной водой и солянокислотных обработок [10]

3.1. Схема проведения интенсификации притока на АГКМ

Работы по интенсификации притока на АГКМ условно предусматривают три технологических уровня. Технологическая схема работ по интенсификации сводится к следующему:

I-ый технологический уровень

Кислотная ванна (КВ) или малообъёмная СКО с объёмом НСІ в пределах 30÷40 м³, первичная обработка – СКО с объёмом кислоты до 100 м³, очистка НКТ и забоя скважин от отложений комбинированной закачкой загущенных инертных жидкостей и кислотных составов.

Цель этих обработок - максимальная очистка фильтровой части эксплуатационной колонны и околоствольной зоны пласта от глинистого раствора, барита, глины и продуктов коррозии.

II-ой технологический уровень

СКО с увеличенным по сравнению с первичной обработкой объёмом кислоты до 200÷250 м³. Разновидностью этой обработки является метанольно-(спирто)-кислотная обработка МСКО.

Эффективное осуществление технологий второго уровня неизбежно сопровождается увеличением объёмов закачиваемой активной жидкости с каждой последующей кислотной обработкой. Эффективность каждой последующей обработки, как правило, снижается. В случае, если объёмы кислоты при обработках незначительно превышают предыдущие, не происходит увеличения глубины обработки пласта и установления надёжной гидродинамической связи ствола скважины с новыми, не вовлеченными ранее в активную фильтрацию, участками.

III-й технологический уровень:

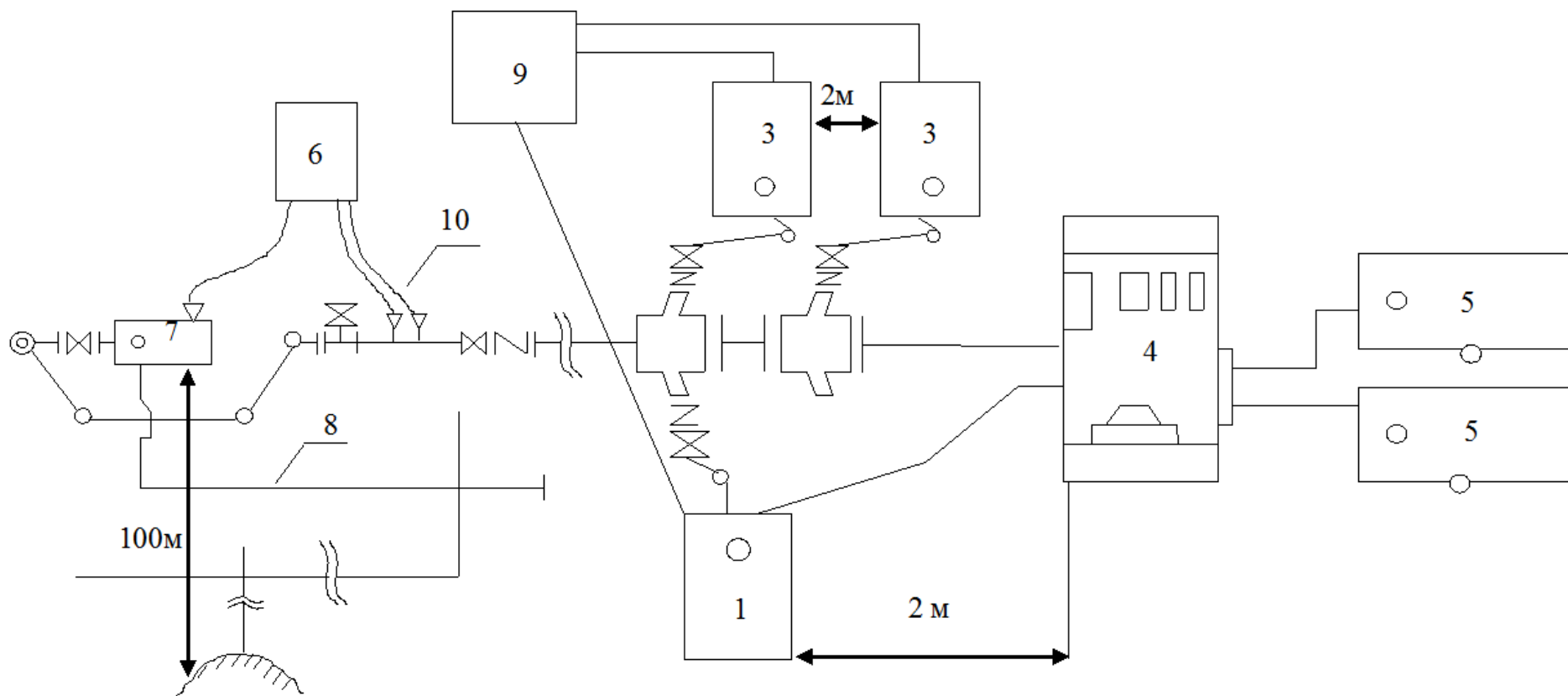
- закачка кислотной гидрофобной эмульсии;
- высокоскоростная кислотная обработка;
- обработка ПЗП модифицированными кислотными составами;
- эмульсионная кислотная обработка;

- кислотная обработка с временной блокировкой наиболее дренированного интервала (технология комплексной обработки ПЗП с применением модифицированного дисперсного кремнезёма «Кварц», технология интенсификации добычи газа с элементами водоизоляции на основе кислотных составов алюмосиликатов, технология обработки ПЗП блокирующими составами на углеводородной основе).

Работы проводятся в соответствии с [2]

Процесс проведения работ по интенсификации проводится по следующей схеме:

- проводится расстановка ёмкостного и насосного оборудования;
- проводится монтаж быстросъёмных соединения линии нагнетания;
- обвязка линии нагнетания с линией глушения, опрессовка;
- закачка кислотных и продавочных составов ведётся через линию глушения через НКТ на поглощение (если ожидаемое давление нагнетания превышает допустимое, устанавливается устьевого пакер «Tree saver». Устьевого пакер предохраняет фонтанную арматуру (ФА) от разрушения при проведении работ на давлениях, превышающих давление опрессовки ФА.



- | | | | | | |
|-----|--|-----|----------------------|----|-----------------------------------|
| —○— | - шарнирные соединения | 1-3 | - насосные агрегаты | 7 | - фонтанная арматура |
| —N— | - обратный клапан со спускным клапаном | 4 | - смеситель | 8 | - линия глушения |
| ⊗ | - пробковый клапан | 5 | - емкости | 9 | - пульт дистанционного управления |
| ⊕ | - четырехфланцевое соединение на БС | 6 | - компьютерный центр | 10 | - датчики давления |

Рисунок 16 - Типовая схема обвязки и расположения оборудования при СКО на АГКМ [12]

3.2. Виды обработок на АГКМ

3.2.1. Первоначальные обработки

3.2.1.1. Обработки скоростные

Анализ эффективности работ по интенсификации притока газа за начальный период разработки АГКМ позволил выделить наиболее результативные виды воздействия на продуктивный пласт. К ним следует отнести скоростные обработки. Параметры технологии скоростных обработок скважин АГКМ и их результаты представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Параметры технологии скоростных обработок скважин АГКМ и их результаты [12]

№№ скважины	Порядковый номер обработки	Скорость закачки (max), м ³ /мин	Объем кислоты, м ³	Кратность эффекта
20э	2	3,6	184	1,17
20э	3	3,3	290	1,60
51	3	3,5	138	1,20
53	3	4,2	300	1,32
56	3	4,0	201	1,00
57	5	4,1	230	1,00
57	6	3,6	240	3,00
58	5	3,4	215	1,60
68	4	3,6	250	1,20
74	4	3,4	133	1,21
75	2	4,0	200	1,62
79	2	4,0	146	1,84
99	3	3,4	187	1,42
103	3	3,1	120	3,12
103	4	3,8	220	1,11
Среднее значение кратности эффекта				1,56

Работы по данной технологии проводились при давлениях, превышающих раскрытие микротрещин, что определялось по увеличению скорости закачки рабочей жидкости и падению давления на устье скважины. Превышение давления раскрытия микротрещин обеспечивает максимальную глубину проникновения активной кислоты в пласт.

С использованием данной технологии проведено 15 обработок, при этом кратность эффекта составила 1,56.

3.2.1.2. Кислотный гидроразрыв пласта (ГРП) на АГКМ

На АГКМ имеется опыт проведения кислотного гидравлического разрыва пласта (1988-1991 гг.). Применение ГРП осложнялось большими глубинами эксплуатационных скважин (4100 м) и высокими забойными температурами (110 °С).

Технология осуществлялась при помощи специального оборудования фирмы "ФРАКМАСТЕР" (Канада). Технология проведения работ заключалась в следующем. Первоначально определялась приемистость скважины закачкой метанола или конденсата. Затем, с целью выравнивания профиля приемистости и создания условий для обработки кислотным составом менее проницаемых участков и подключения к работе пласта по всей его толщине, закачивался гель либо комбинированная закачка стеклянных шаров диаметром 22,5 мм совместно с гелем. В качестве активной, реагирующей с пластом жидкости использовалась смесь соляной кислоты с метанолом либо гидрофобная кислотная эмульсия («соляная кислота в углеводородной среде»). Момент ГРП регистрировался на индикаторной диаграмме по резкому росту и последующему падению давления с одновременным ростом приемистости. Не исключено, что на некоторых скважинах раскрылись уже существующие трещины, так как факт гидроразрыва на индикаторных диаграммах отмечен не был, а давления соответствовали градиенту давления раскрытия трещин. Практика проведения ГРП на АГКМ показала его высокую эффективность при условии правильного выбора объекта

и технологических параметров обработки. Результаты проведения ГРП на АГКМ представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Результаты проведения ГРП на АГКМ [12]

№ скважины	Дата обработки	Номер обработки	Объем рабочей жидкости, м ³	Скорость закачки (max), м ³ /мин	Кратность эффекта
52	02.06.88	3	333,0	5,00	2,76
53	06.06.91	7	370,0	3,90	1,64
67	26.04.88	5	416,0	4,00	3,00
75	27.01.89	3	390,0	3,80	1,43
83	04.05.89	5	295,0	3,20	1,18
89	30.08.89	2	344,0	3,00	2,35
94	05.10.88	5	378,0	3,30	2,30
97	08.02.89	2	339,0	3,00	1,98
103	30.09.89	4	408,0	3,10	1,00
Среднее значение кратности эффекта					1,96

3.2.1.3. Обработка кислотной эмульсией на скважина АГКМ

Одним из наиболее результативных видов интенсификации притока и широко применяемых видов обработок на АГКМ является обработка пласта гидрофобной кислотной эмульсией. Основное преимущество данного вида работ заключается в существенном замедлении скорости реакции кислоты с карбонатной породой, селективность и глубокое проникновение активной жидкости в пласт, гидрофобизация коллектора, что снижает риск обводнения скважин.

Промысловые работы с использованием кислотных эмульсий проведены на целом ряде эксплуатационных скважин.

Применение кислотных эмульсий совместно с блокирующим составом на углеводородной основе позволяет не только замедлить реакцию кислоты с карбонатным коллектором, но и временно изолировать более проницаемые пропластки с целью создания проводящих каналов в массиве карбонатной породы, не подвергавшемся воздействию кислоты в процессе предыдущих обработок.

Результаты применения кислотных гидрофобных эмульсий представлены в таблице 18, из которой следует, что среднее значение кратности эффекта по данной технологии составила 1,86.

Таблица 18 - Результаты использования кислотных эмульсий для интенсификации притока газа на АГКМ [12]

№ скважины	Порядковый № об-работки	Объем эмульсии, м ³	Кратность эффекта
8	2	227	1,80
27	4	50	1,25
53	6	260	2,70
83	4	204	1,10
93	3	104	2,00
112	1	101	3,70
115	2	192	1,50
209	2	70	1,60
216	3	50	1,10
222	4	139	1,91
263	1	20	3,80
424	2	100	1,60
431	2	12	1,78
451	2	64	2,80
604	2	64,0	1,30
616	4	176,0	1,20
918	1	48,0	2,00
Среднее значение кратности эффекта			1,72

3.2.1.4. Технология «Растворение ПЗП» на АГКМ

Эффективной является разработанная специалистами Цехом научно-исследовательских и производственных работ (ЦНИПР) ГПУ ООО «Газпром добыча Астрахань» технология «Растворение ПЗП».

Из литературных источников известно, что при каждой последующей кислотной обработке необходимо увеличивать объем активной жидкости в

1,5÷2 раза по сравнению с ранее использованным объёмом соляной кислоты. Целью данной технологии являлось не увеличение радиуса воздействия (перекрытие в 1,5÷2 раза ранее закачанных объемов), а растворение ПЗП с целью устранения негативного эффекта смыкания трещин. Технология предусматривала закачку 50 м³ кислотного раствора.

Всего по технологии «Растворение ПЗП» было проведено 62 обработки. Результаты применения технологии «Растворение ПЗП» на АГКМ представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Результаты применения технологии «Растворение ПЗП» на АГКМ [12]

№ скважины	Порядковый № обработки	Кратность эффекта	Продолжительность эффекта, месяцев
63	2	1,25	15
201	2	1,1	8
73	3	1,2	6
107	4	1,5	12
604	4	2,5	14
85Д	4	1,17	9
621	2	1,06	12
609	2	1,9	17
615	2	1,17	9
67	1	1,4	10
113	5	1,35	16
437	2	1,1	10
81	3	1,5	20
98	3	1,7	24
96	3	1,3	16
420	2	1,5	14

Таким образом, в течение первых 10 лет эксплуатации месторождения использовались различные технологии интенсификации. На подавляющем количестве эксплуатационных скважин АГКМ было проведено по 3-4, а на некоторых и большее количество кислотных обработок. На данных скважинах, в ре-

зультате закачки значительных количеств кислоты, предпочтительно фильтрующейся в пласт по наиболее проницаемым каналам, возможно образование промытых зон. Этим фактом можно объяснить снижение кратности эффекта от проведения последующих кислотных обработок.

3.2.2. Новые технологии обработки на АГКМ

С целью повышения эффективности мероприятий по воздействию на пласт, были разработаны и внедрены новые технологии, опробованы и адаптированы к условиям АГКМ новые реагенты.

3.2.2.1. Применение модифицированных кислотных композиций на АГКМ

Общепринято, что в карбонатных коллекторах с проницаемостью менее 10 мД для интенсификации притока наиболее эффективными являются гидро- или гидрокислотный разрыв. Несмотря на эффективность методов, основанных на значительном перепаде давления, необходимого для обеспечения высокой объёмной скорости закачки, их применение не всегда возможно по причине технического состояния скважинного и насосного оборудования.

Широкий ассортимент специализированных реагентов, разработанных в последнее время, позволяют поставить кислотную обработку по эффективности на один уровень с высокотехнологичными методами повышения производительности скважин, в том числе и с ГРП.

Одним из путей повышения эффективности обработки продуктивного карбонатного коллектора является обеспечение глубокого и селективного проникновения кислоты именно в продуктивную часть разреза. Этого можно достичь вводом в кислотный раствор реагентов, снижающих поверхностное натяжение на границе «вода-углеводород» и замедляющих скорость химической реакции активной жидкости с породой. Немаловажно облегчение удаления продуктов реакции из каналов фильтрации при отработке скважины.

Сотрудниками ИТЦ ООО «Астраханский научно-исследовательский и проектный институт газа» (АНИПИгаз) совместно со специалистами ГПУ и ЗАО «Полиэкс» на протяжении ряда лет проводились лабораторные и стендо-

вые исследования по адаптации к условиям АГКМ модифицированных кислотных составов серии КСПЭО.

Причиной высокой эффективности модифицированной кислотной композиции является высокая селективность и проникающая способность КСПЭО в углеводородонасыщенную часть пласта, обусловленная использованием комплексных ПАВ. Комплексная добавка снижает межфазное натяжение на границе кислота – углеводород и замедляет скорость взаимодействия состава с карбонатной породой. Содержащийся в добавке комплексообразователь обеспечивает полное удаление продуктов реакции из каналов фильтрации. Преимущество их применения было доказано в ходе опытно-промышленных испытаний на промысле АГКМ. Результаты проведенных работ приведены в таблице 20.

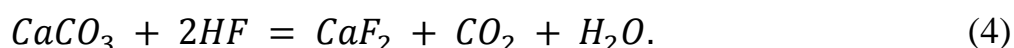
Таблица 20 - Эффективность мероприятий по интенсификации с применением КСПЭО на АГКМ

№ скважины	Порядковый № обработки	Скорость закачки (max), м ³ /мин	Объём кислоты, м ³	Кратность эффекта
85	6	2,0	191	2,00
56д	3	2,4	162	2,00
83	8	2,3	237	1,25
101	3	1,6	50	не исследовалась
250	3	1,8	50	не исследовалась
437	3	2,5	207	1,40
614	2	2,0	100	1,20
74	6	1,5	80	1,00
2090	1	1,1	50	1,60
924	3	1,5	100	1,50
919	3	1,5	100	1,30
406	4	2,0	90	1,00
112	3	1,7	105	не исследовалась
451	6	2,0	105	1,00
75	6	2,0	100	1,45
Среднее значение кратности эффекта				1,40

По скважинам, на которых в тот же период были проведены кислотные обработки с использованием «стандартной» HCl, средняя кратность эффекта составила 1,2.

3.2.2.2. Использование синтетической соляной кислоты

Согласно уравнениям химических реакций взаимодействия карбоната кальция и 1 тонны соляной кислоты с содержанием 20 мас.% хлористого водорода (2) и 0,5 мас. % фтористого водорода растворится 300 кг породы и получится 9,75 кг нерастворимого осадка фторида кальция:



При условии, что в среднем на одну солянокислотную обработку используется около 100 тонн кислоты, количество образовавшегося нерастворимого осадка будет достигать 975 кг, при плотности фторида кальция 3180 кг/м³, объём осадка составит более 0,3 м³. С учётом низких фильтрационно-емкостных свойств (среднее значение пористости 8,7÷9,9%, проницаемости (0,1÷5)·10⁻¹⁵ м²) продуктивного коллектора АГКМ, такой объём нерастворимого осадка будет существенно снижать результативность обработки.

После проведения переговоров было принято решение о налаживании производства кислоты соляной ингибированной для нефтяной и газовой промышленности на мощностях ООО «Зиракс» (Волгоградская обл.) по техническим условиям ЗАО «Полиэкс» (г. Пермь) ТУ 2122-066-53501222-2007 и с использованием ингибитора коррозии Солинг, также производства ЗАО «Полиэкс».

С 2009 г. в основе всех кислотных композиций для увеличения производительности скважин АГКМ используется кислота соляная синтетическая (производства ООО «Зиракс»), которая является целевым продуктом производства, следовательно лишена посторонних примесей.

3.2.2.3. Комплексная очистка на АГКМ (применение комплексного кислотного состава Флаксокор)

В последнее время на скважинах АГКМ достаточно остро обозначилась проблема накопления шлама на забое скважин. Зачастую шламовые пробки настолько значительны, что имеют высоту более 1000 м с выходом в НКТ. Происходит образование пробок из твердых частиц и в прямоточном дросселе ФА. Данный факт негативно влияет на работу скважин, вплоть до их остановки.

По результатам исследований состава отложений, отобранных из эксплуатационных скважин, было установлено следующее:

- органическая часть, как правило, представлена углеводородами (смолистые вещества) и может составлять от 54 до 62%;
- минеральная составляющая представлена в основном продуктами коррозии (оксиды, сульфиды железа – от 14 до 33%) и частицами породы (до 13%).

Содержание бентонита и барита, которые не только не растворяются кислотой, способствуют цементированию шлама. Продукты коррозии металла, покрытые плёнкой высококипящих фракций ингибитора коррозии, также способствующей укрупнению, уплотнению и пассивации поверхности отложений.

В условиях АГКМ, характеризующихся карбонатным типом коллектора, использование для растворения шлама сильных кислот, таких как серная H_2SO_4 и фтористоводородная HF , недопустимо по причине образования нерастворимых осадков сульфата и фторида кальция.

Для скважин, где выявлены такого рода проблемы, была разработана и внедрена технология очистки НКТ и забоя скважин с помощью малообъёмных кислотных составов с повышенной вязкостью. Для удаления шлама, приводящего к засорению дросселя ФА, совместно со специалистами ЗАО «Полиэкс» был разработан, исследован и адаптирован новый реагент Флаксокор 110 по ТУ 2122-074-53501222-2009. Состав представляет собой 20% раствор синтетической соляной кислоты с добавкой ингибитора коррозии и деструктора глин и полимерных материалов. Преимущество Флаксокора 110 состоит в том, что он

растворяет карбонатную составляющую шлама, а также разрушает и диспергирует крупные конгломераты, нерастворимые в соляной кислоте, что обеспечит их вынос на дневную поверхность в процессе отдувки. При этом полностью исключается вторичное образование нерастворимых осадков.

На рисунке 17 представлено сравнение кинетики реакции породы АГКМ с различными кислотными композициями. На рисунке 18 представлены образцы породы АГКМ после воздействия на них различных кислотных композиций.

В 2011 году состав был впервые использован при освоении скважин после строительства и ремонта, а также на скважинах с накоплением шлама, в том числе с использованием ГНКТ.

Технология очистки лифтовой колонны и призабойной зоны скважины предусматривает предварительную закачку загущенной инертной жидкости для эффективного выноса механических примесей, закачку растворителя асфальтосмолистых отложений для разрушения защитной пленки, покрывающей поверхность частиц шлама, с последующей обработкой раствором ПАВ-смачивателя (неионогенного или анионного типа) в соляной кислоте. Для более полной очистки от загрязнений проводится отработка скважины при повышенной депрессии.

Технологическая операция по очистке внутренней поверхности НКТ и забоя скважины от отложений проводится на основании результатов шаблонирования НКТ и при повышенном выносе механических примесей.

Технология очистки лифтовой колонны и призабойной зоны скважины предусматривает предварительную закачку загущенной инертной жидкости для эффективного выноса механических примесей, закачку растворителя асфальтосмолистых отложений для разрушения защитной плёнки, покрывающей поверхность частиц шлама, с последующей обработкой раствором ПАВ-смачивателя (неионогенного или анионного типа) в соляной кислоте. Для более полной очистки от загрязнений проводится отработка скважины при повышенной депрессии. Технология обеспечивает:

- растворение осадков карбонатного типа, соединений железа и смоли-

СТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ;

- диспергирование нерастворимых в соляной кислоте осадков;
- удаление из скважины механических примесей потоком пластовой смеси и загущенной инертной жидкости.

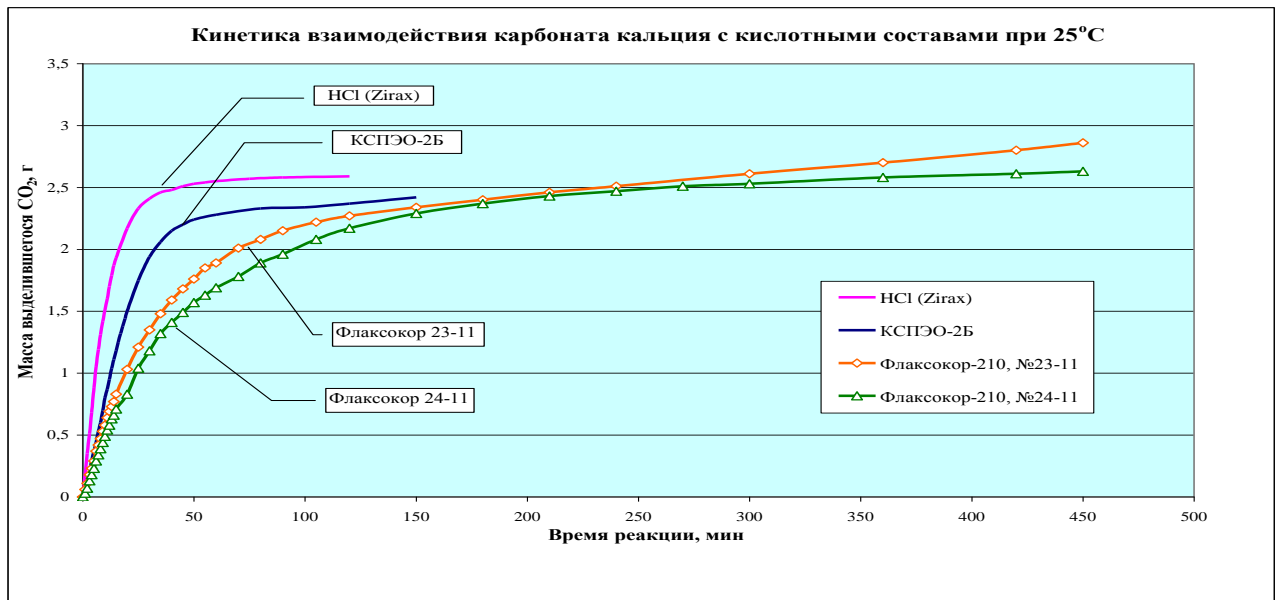


Рисунок 17 - Сравнение кинетики реакции породы АГКМ с различными кислотными композициями

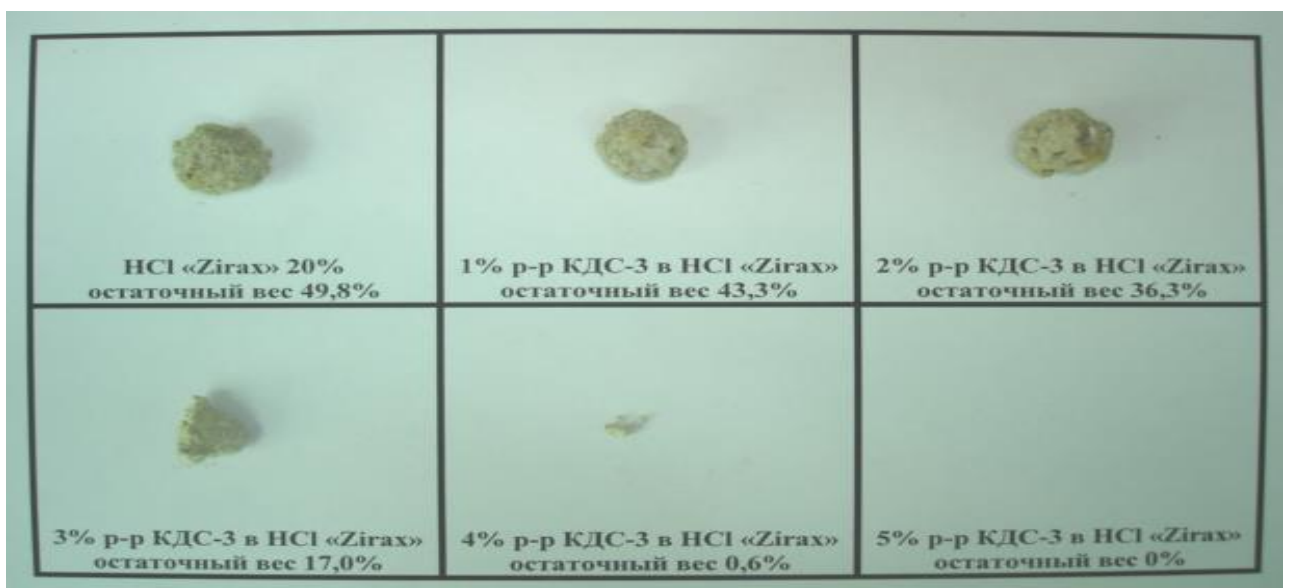


Рисунок 18 - Образцы породы-коллектора АГКМ после воздействия различных разглинизирующих кислотных композиций

3.2.2.4. Обработки с предварительной блокировкой ВПИ

В условиях постоянного роста обводнения продукции добывающих скважин АГКМ целесообразно совмещение работ по стимуляции притока углеводородного сырья с одновременным ограничением поступления пластовой воды. На скважинах с незначительными водопроявлениями по технологии, разработанной ООО «АНИПИГаз», были проведены кислотные обработки, совмещенные с блокировкой водопроявляющих интервалов реагентом Дисин. Сущность кислотной обработки с временной блокировкой наиболее дренированного интервала заключается в следующем: при попадании блокирующего материала в наиболее проницаемые пропластки происходит перераспределение потока кислотного состава в наименее дренированную часть коллектора, кроме того, при контакте с пластовой водой происходит увеличение содержания водной фазы в эмульсии, что приводит к резкому увеличению вязкости системы и блокированию водопроявляющих (высокопроницаемых) интервалов.

Результаты проведения СКО на АГКМ с использованием Дисина представлены в таблице 21. Использование Дисина при проведении СКО на скважинах 103, 104, 110, 253, 604 позволило достичь положительного и длительно-

Таблица 21 - Результаты проведения СКО на АГКМ с использованием Дисина [12]

№ скважины	Порядковый № обработки	Кратность эффекта
89	4	2,20
104	9	3,20
116	4	Нет эффекта
908	8	Нет эффекта
73	5	1,33
547	7	1,10
58	9	1,55
401	6	1,30
Среднее значение кратности эффекта		1,58

го эффекта. На скважине 104 обработка с блокировкой Дисином позволила не только значительно увеличить дебит по газу, но и в 1,5 раза снизить ВГФ.

В настоящее время выпуск Дисина прекращён, были разработаны и рекомендованы новые варианты СКО с блокировкой высокопроницаемых и обводнённых интервалов.

В 2007 году СКО с блокировкой проведены на 3-х эксплуатационных скважинах с повышенным значением ВГФ. Так, на скважине 116 был использован вариант, где в качестве блокирующего материала вводилось отработанное масло или так называемый углеводородный компаунд (УВК).

В результате применения технологии с использованием УВК на скважине 116 было получено увеличение дебита в 1,98 раза, при этом обработка является уже 5-й на этой скважине.

Хороший результат показала технология предварительной блокировки водопроявляющих (высокопроницаемых) интервалов раствором эмульгатора ВПП-ЭМ в дизельном топливе (раствор РЭ-1).

На скважине 104 в результате предварительной блокировки гидрофобной эмульсией на основе РЭ-1 с последующей закачкой кислотного раствора был получен высокий технологический эффект – скважинным расходомером было зафиксировано увеличение дебита в 3,6 раза.

КО с блокировкой ВПИ дала положительный результат и на скважине 89 – кратность эффекта составила 1,98. При этом зафиксировано снижение водогазового фактора (ВГФ) в 2 раза.

Кроме того, в последние годы на эксплуатационных скважинах АГКМ применяются КО с элементами водоизоляции по технологии и на основе реагентов ООО «Кварц», г.Азнакаево и реагента АСС-1, г.Уфа. Работы проводятся в 2 этапа.

Таблица 22 - Результаты работ с применением МДК⁶ «Кварц» на АГКМ в 2007-2010 гг.

№ п/п	Дата работ	№ скважины	Дебит, тыс.м ³ /сут, до/после	ВГФ см ³ /м ³ до/после	Наименование/авторы технологии, краткое описание
1	2007	253	165/120	105/30	Изоляция водопритока в процессе КРС по технологии МДК «Кварц» «Технология изоляции водонасыщенных пластов и заколонных перетоков при эксплуатации скважин с применением модифицированного дисперсного кремнезема МДК «Кварц», ООО «Кварц», г. Азнакаево. Кольматация водопоявляющих интервалов мелкодисперсными частицами кремнезема, водонабухающего полимера, блокировка цементным мостом
2	2009	79	200/90	40/23	
3	2009	116	270/20	105/46	
4	2010	115	195/330	39/32	
5	2010	215	250/180	230/170	
6	2008	216	225/255	22/22	Технология интенсификации с элементами водоизоляции с применением модифицированного дисперсного кремнезема МДК «Кварц», ООО «Кварц», г. Азнакаево. Кольматация водопроявляющих интервалов мелкодисперсными частицами кремнезема и гелеобразующего реагента с последующей обработкой ПЗП кислотным раствором
7	2008	98	200/220	18/39	
8	2009	253	84/130	21/18	
9	2009	118	270/291	40/30	

3.2.2.5. Работы с применением КТ

3.2.2.5.1. Технология VDA

Начиная с 2007 г. на скважинах АГКМ проводятся работы с применением КТ. Целью их являлись размыв и удаление грязевых пробок в нижней части ствола скважин с оценкой результатов проведенных работ методом ГИС.

После проведения работ по очистке на данных скважинах с помощью ГНКТ соляно-кислотные обработки в том числе с использованием отклоняющих кислотных составов.

⁶ Модифицированный дисперсный кремнезем

Учитывая результаты проведенных работ, с 2009 г. операции с использованием ГНКТ ведутся в 2 этапа. На первом этапе осуществляется очистка НКТ и забоя. На втором этапе проводятся поинтервальные КО по технологии VDA. Результаты работ по очистке НКТ и забоя в 2008-2011 гг. приведены в таблице 23. В таблице 24 приведены результаты расчётов коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b до и после КО.

Таблица 23 - Результаты работ с использованием ГНКТ (VDA) на АГКМ

№ п/п	№ скважи- ны	Начало-окончание ремонта	Изменение добычи по скважинам, тыс.м ³ г.с./сут			
			до	после	изменение	кратность эффекта
1	708	21.12.2007-29.12.2007	260	318	58	1,22
2	204	17.01.2008-25.01.2008	200	230	30	1,15
3	3 ГФ	02.02.2008-13.02.2008	370	359	минус 11	0,97
4	923	05.05.2008-09.05.2008	300	365	65	1,22
5	840	17.05.2008-24.05.2008	202	250	48	1,24
6	413	30.05.2008-02.06.2008	330	275	минус 55	0,83
7	4429	13.06.2009-17.06.2009	570	594	24	1,04
8	401	12.07.2008-25.07.2008	260	320	60	1,23
9	824	25.08.2008-30.08.2008	310	530	220	1,71
10	610	15.09.2008-21.09.2008	375	390	15	1,04
11	117	21.09.2008-29.09.2008	140	180	40	1,29
12	907	09.10.2008- 03.10.2008	280	482	202	1,72
13	918	16.10.2008-26.10.2008	310	470	160	1,52
14	102	04.11.2008-08.11.2008	280	340	60	1,21
15	250	17.11.2008-22.11.2008	197	330	133	1,68
16	437	02.12.2008-10.12.2008	525	590	65	1,12
17	94	01.04.2009-08.04.2009	66	89	23	1,35
18	829	13.04.2009-19.04.2009	355	545	190	1,54
19	2091	25.04.2009-30.04.2009	385	410	25	1,06
20	709	20.05.2009-29.05.2009	195	495	300	2,54
21	723	08.06.2009-20.06.2009	305	540	235	1,77

Продолжение таблицы 23 - Результаты работ с использованием ГНКТ (VDA)

№ п/п	№ скважины	Начало – окончание ремон- та	Изменение добычи по скважинам, тыс.м ³ г.с./сут			
			до	после	изменение	кратность эффекта
22	605	27.06.2009-02.07.2009	550	570	20	1,04
23	430	10.08.2009-20.08.2009	330	350	20	1,06
24	99	21.08.2009-29.08.2009	95	140	45	1,47
25	608	05.09.2009-10.09.2009	310	400	90	1,29
26	547	11.09.2009-17.09.2009	200	240	40	1,20
27	56Д	29.09.2009-05.10.2009	190	265	75	1,39
28	402	27.10.2009-30.10.2009	435	595	160	1,37
29	2090	23.11.2009-28.11.2009	290	450	160	1,55
30	4429	10.12.2009-17.12.2009	517	578	61	1,12
31	823	08.03.2010-13.03.2010	470	470	0	1,00
32	722	25.03.2010-31.03.2010	100	295	195	2,95
33	6833	08.04.2010-15.04.2010	169	194	25	1,14
34	720	15.04.2010-22.04.2010	310	340	30	1,09
35	834	30.04.2010-07.05..2010	285	550	265	1,92
36	2100	16.05.2010-26.05.2010	180	360	180	2,00
37	841	14.06.2010-17.06.2010	60	180	120	3,00
38	115	06.08.2010-15.08.2010	195	330	135	1,69
39	215	16.08.2010-24.08.2010	195	148	минус 47	0,75
40	615	14.09.2010-22.09.2010	302	400	98	1,32
41	726	19.10.2010-24.10.2010	210	520	310	2,40
42	621	31.10.2010-07.11.2010	462	592	130	1,28
43	724	04.05.2011-16.05.2011	120	300	180	2,50
Среднее значение						1,46

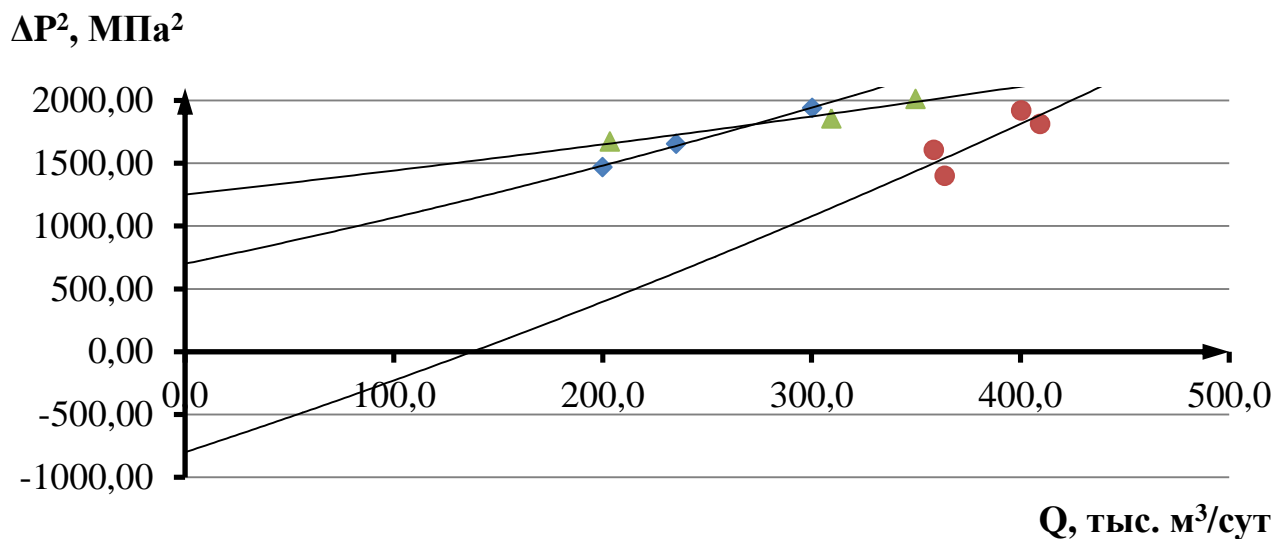


Рисунок 19 - Зависимость ΔP^2 -Q для скважины А АГКМ(технология VDA)

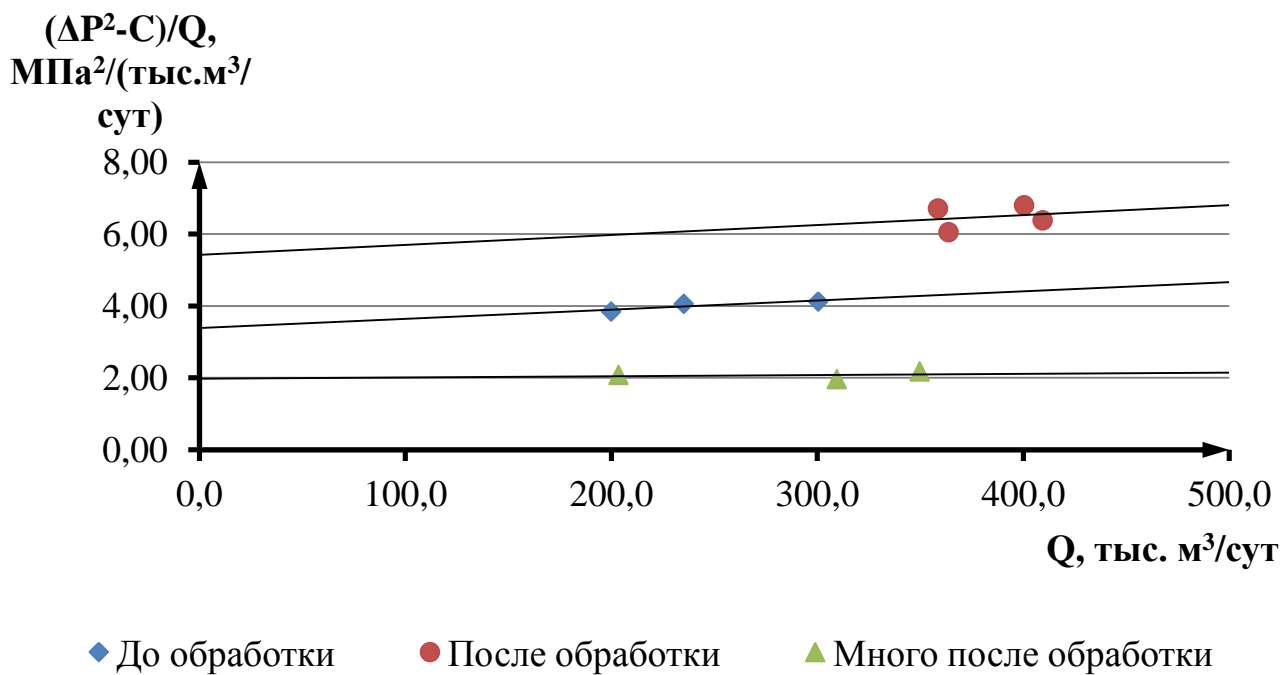


Рисунок 20 - Зависимость $(\Delta P^2-C)/Q$ -Q для скважины А АГКМ (технология VDA)

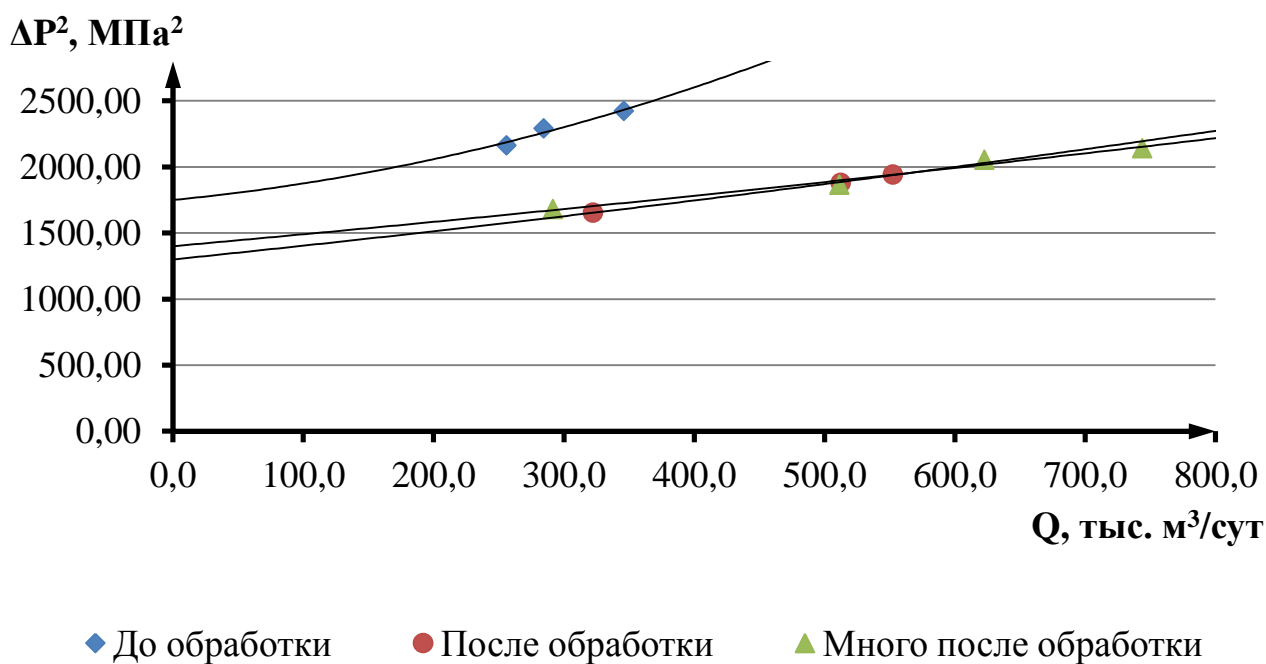


Рисунок 21 - Зависимость ΔP^2 -Q для скважины Б АГКМ (технология VDA)

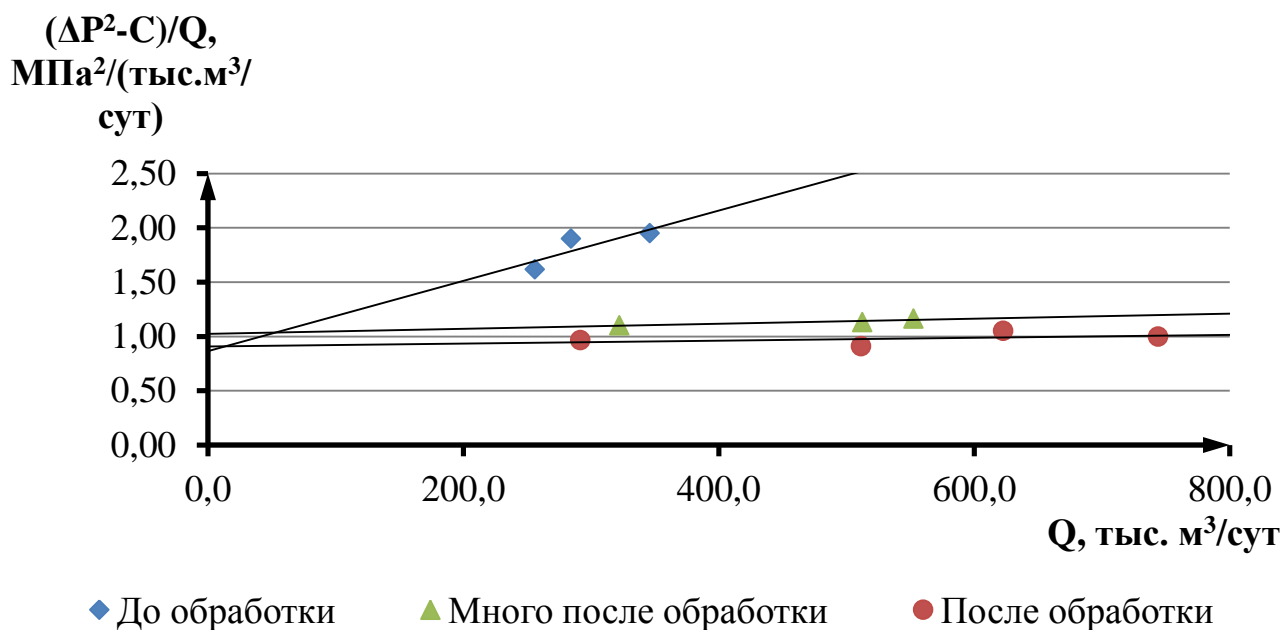


Рисунок 22 - Зависимость $(\Delta P^2 - C)/Q$ -Q для скважины Б АГКМ (технология VDA)

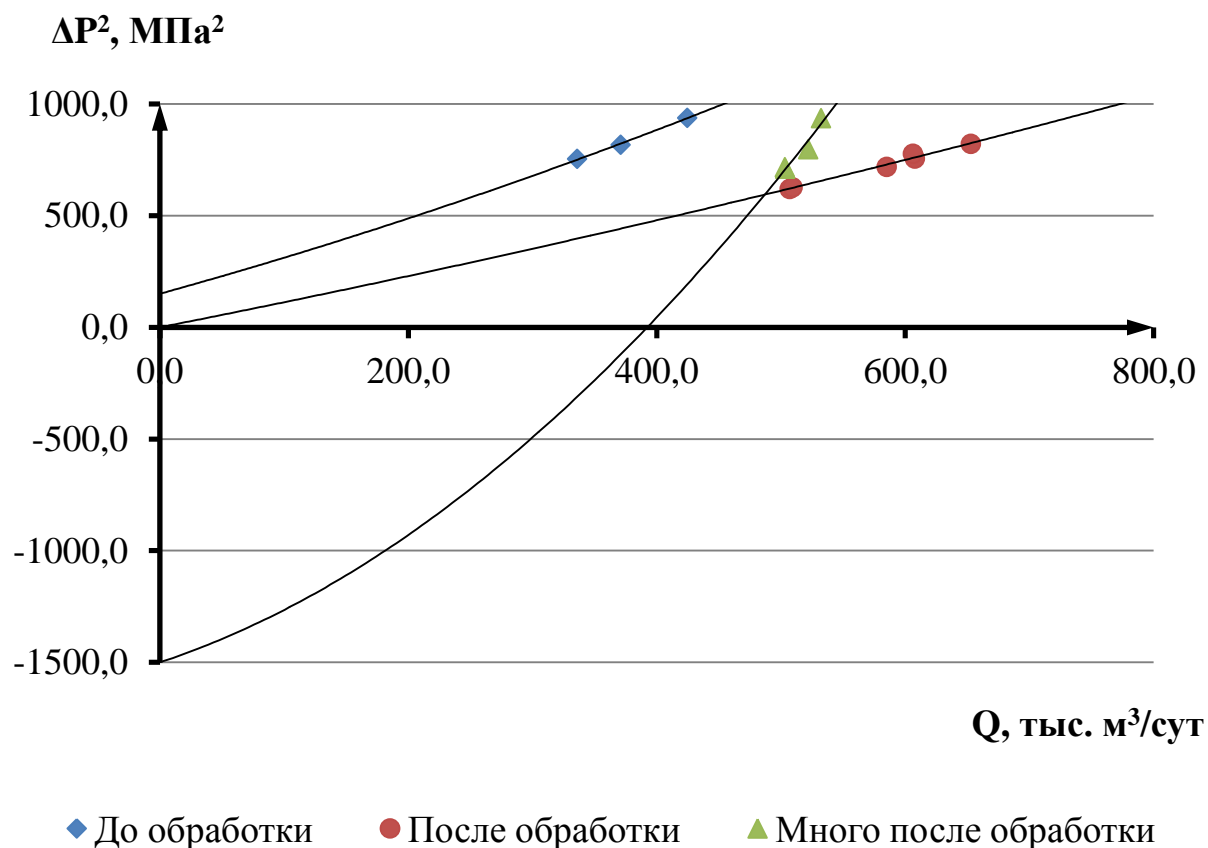


Рисунок 23 - Зависимость ΔP^2 -Q для скважины В АГКМ (технология VDA)

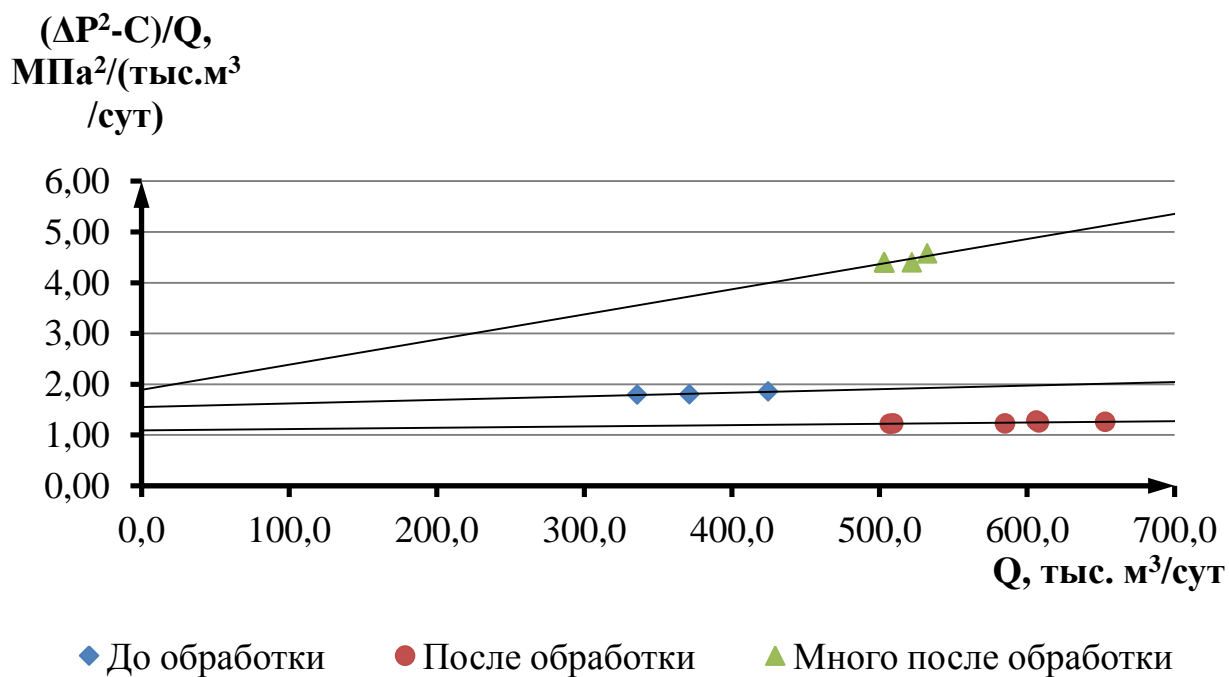


Рисунок 24 - Зависимость $(\Delta P^2 - C)/Q$ -Q для скважины В АГКМ (технология VDA)

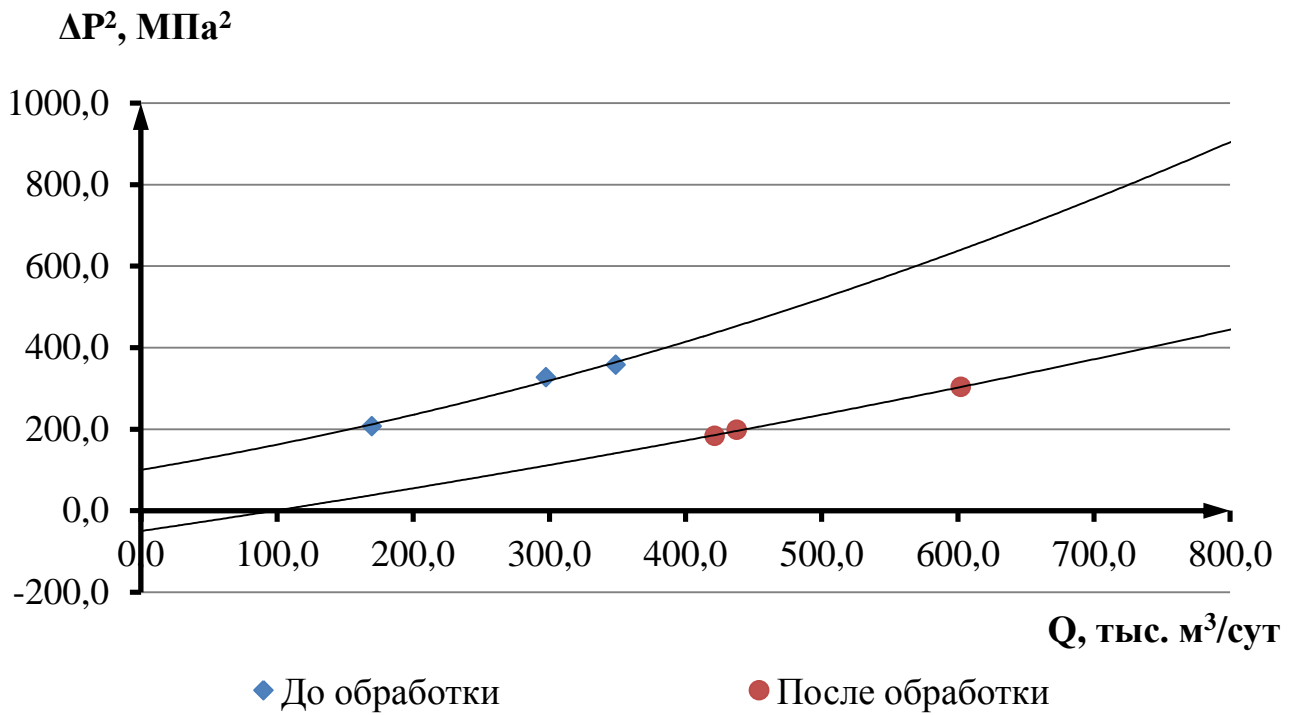


Рисунок 25 - Зависимость ΔP^2 -Q для скважины Г АГКМ (технология VDA)

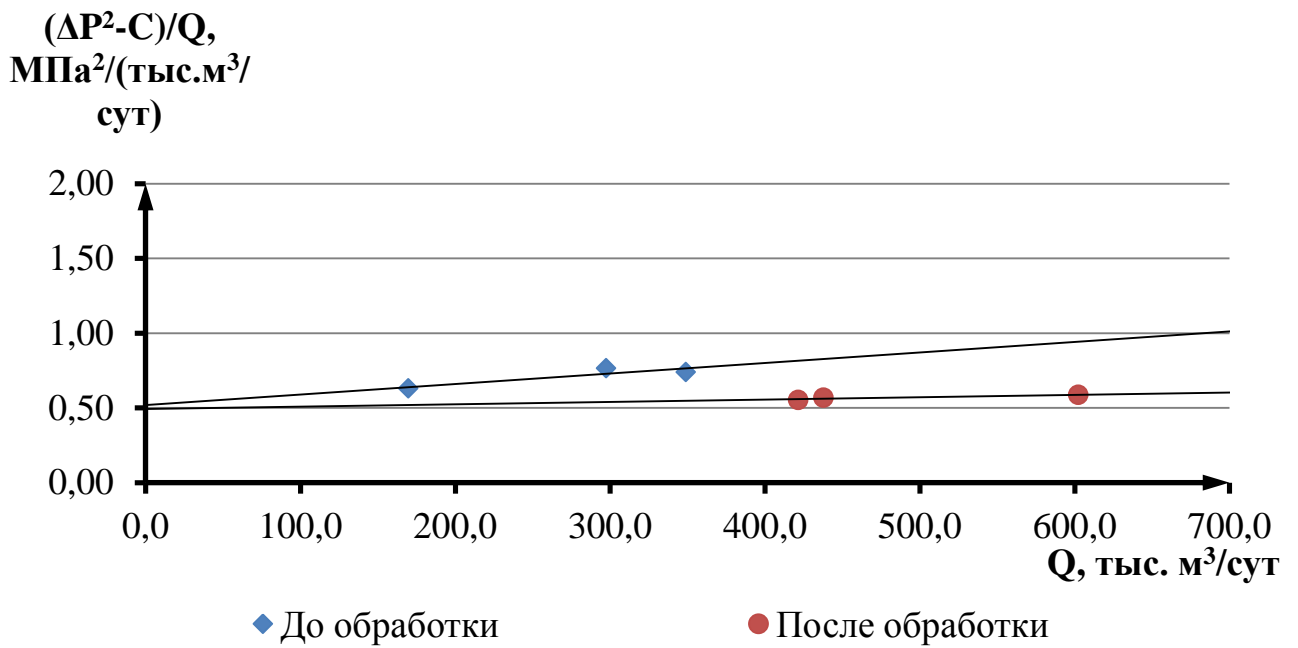


Рисунок 26 - Зависимость $(\Delta P^2 - C)/Q$ -Q для скважины Г АГКМ (технология VDA)

Обработка результатов исследования скважин на стационарных режимах позволила определить коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b для выбранных скважин. Численные значения этих коэффициентов для скважин А, Б, В и Г, обработанных с применением технологии VDA, представлены в таблице 24.

Таблица 24 - Значение коэффициентов фильтрационного сопротивления для скважин А, Б, В и Г (технология VDA) на АГКМ

		Коэффициент a	Коэффициент b
Скважина А	До обработки	3,3836	0,0026
	После обработки	5,4262	0,0028
	Много после обработки	1,9779	0,0003
Скважина Б	До обработки	0,8657	0,0032
	После обработки	1,0256	0,0003
	Много после обработки	0,9077	0,0001
Скважина В	До обработки	1,5517	0,0007
	После обработки	1,0926	0,0003
	Много после обработки	1,8914	0,005
Скважина Г	До обработки	0,5198	0,0007
	После обработки	0,4921	0,0002

Стоит отметить, что коэффициент a характеризует фильтрационные сопротивления в удалённой от забоя скважины зоне, в то время как коэффициент b характеризует призабойную зону скважины. Для всех скважин наблюдается снижение коэффициента b после обработки, что характеризует очистку ПЗП. Однако не для всех скважин обработка оказалась эффективна в удалённой зоне. Снижение значения коэффициента a получено только для скважин А и Г.

3.2.2.5.2. Опыт применения технологии MaxCO₃ на АГКМ

Используя программное обеспечение компании WellBook, компанией Schlumberger было смоделировано текущее состояние скважины и спрогнозирован возможный прирост дебита. В результате прогноз продуктивности показал возможность увеличения дебита газа в 3,5 раза. Для получения оптимальной равномерности обработки продуктивной зоны и достижения минимально возможного значения скин-фактора расписание обработки было оптимизировано с помощью программного обеспечения WellBook. В результате было принято решение провести многостадийную обработку скважины состоящую из трех основных стадий 15% соляной кислоты объемом 17 м³ каждая и трех отклоняющих стадий MaxCO₃ Acid System[®] VDA[®] по 20 м³. Суммарный объем закачки кислотных стадий (стадий кислоты и стадий отклонителя на кислотной основе) составил 120 м³ с последующим вытеснением жидкости из ствола скважины.

Таблица 25 - Схема обработки скважины с применением системы MaxCO₃ Acid System на АГКМ

Название реагента	Объём закачки, м ³
15% HCl	17
Система MaxCO ₃ Acid System	20
15% HCl	17
Система MaxCO ₃ Acid System	20
15% HCl	17
Система MaxCO ₃ Acid System	20

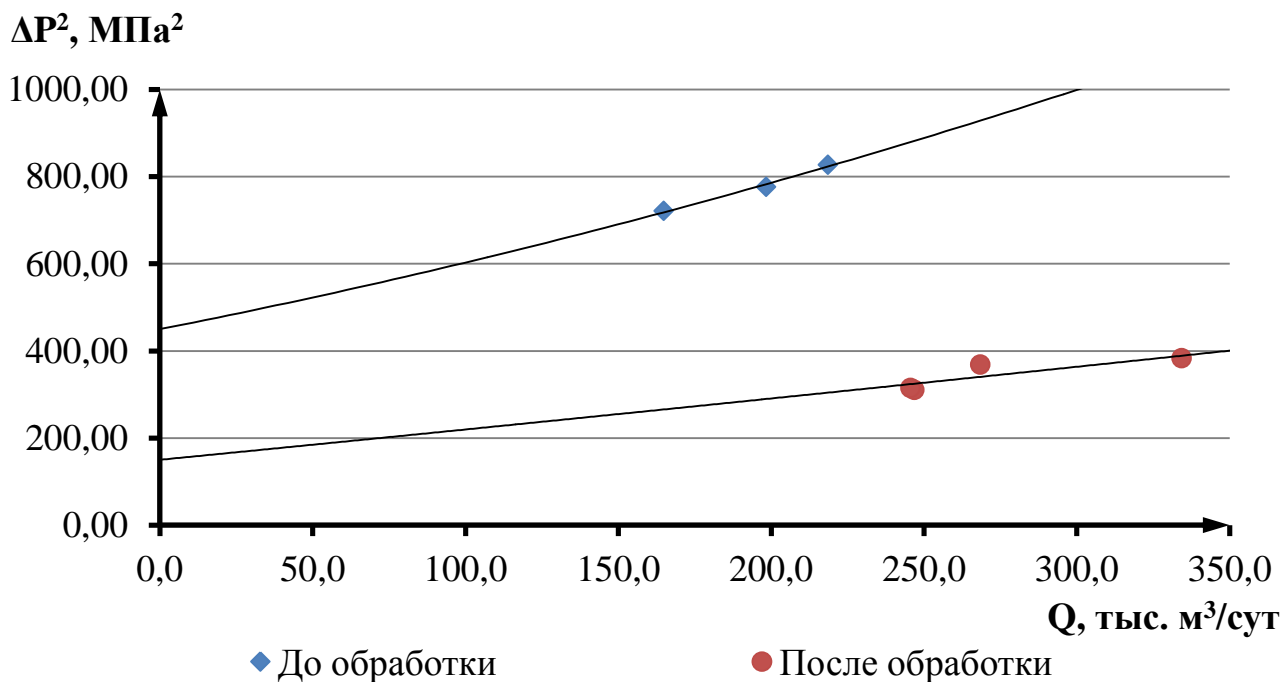


Рисунок 27 - Зависимость $\Delta P^2 - Q$ для скважины Е АГКМ (технология MaхCO_3 Acid System)

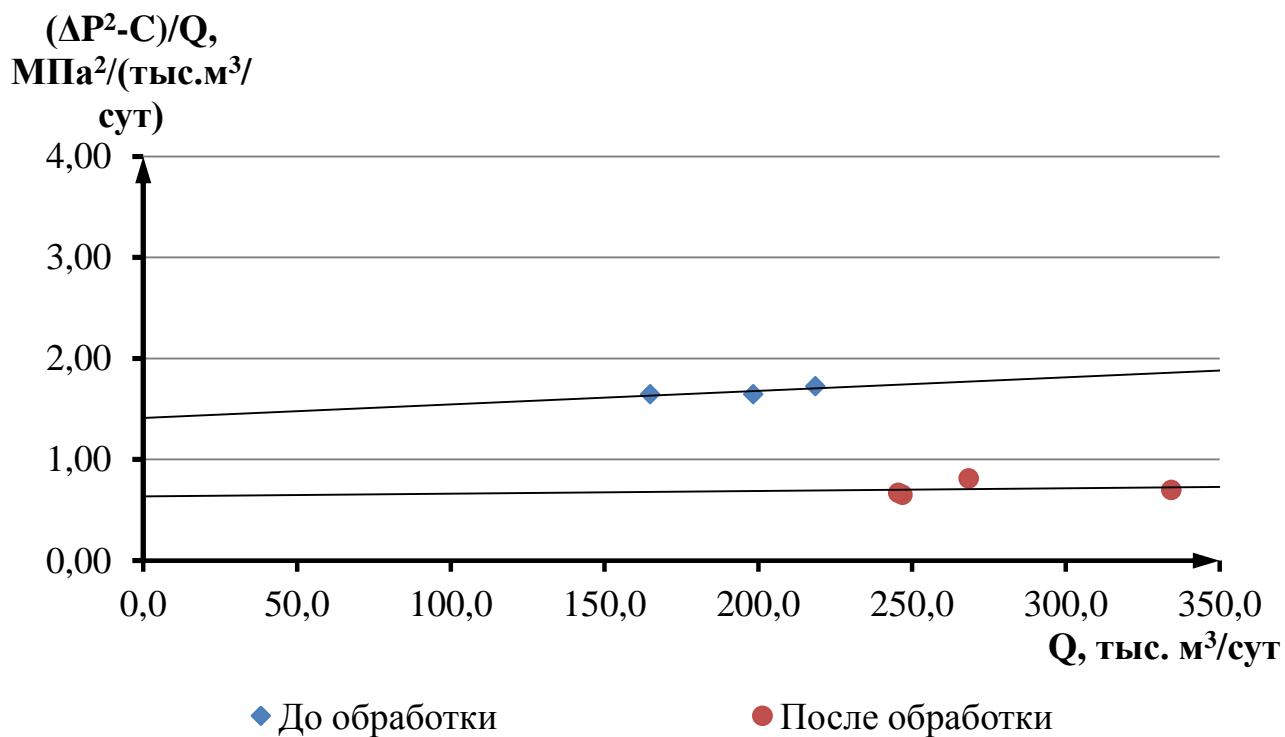


Рисунок 28 - Зависимость $(\Delta P^2 - C)/Q - Q$ для скважины Е АГКМ (технология MaхCO_3 Acid System)

Обработка результатов исследования скважин на стационарных режимах позволила определить коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b для скважин Е, обработанной с помощью системы MaxCO₃ Acid System. Численные значения этих коэффициентов для скважины Е представлены в таблице 26.

Таблица 26 - Значение коэффициентов фильтрационного сопротивления для скважины Е (технология MaxCO₃ Acid System) на АГКМ

		Коэффициент a	Коэффициент b
Скважина Е	До обработки	1,4124	0,0013
	После обработки	0,6357	0,0003

На рисунке 29 представлена зависимость дебита и устьевого давления на скважине Е АГКМ от времени после обработки. Стоит отметить, что и коэффициент a , и коэффициент b для скважины Е уменьшились после проведения обработки. Это означает, что произошла очистка ПЗП, а также то, что кислотный состав глубоко проник в пласт и увеличил протяженность имеющихся трещин.

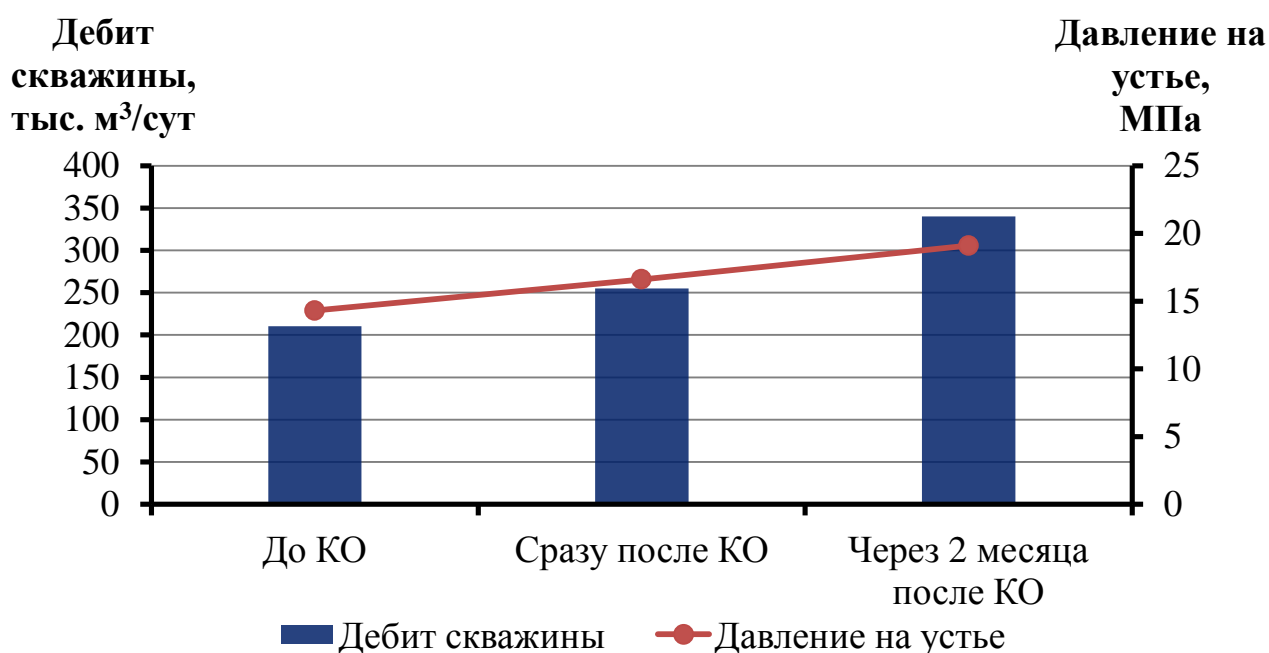


Рисунок 29 - Зависимость дебита и устьевого давления на скважине Е АГКМ от времени после обработки

Кроме того, одновременное увеличение дебита скважины и устьевого давления на ней является ещё одним положительным эффектом обработки.

По имеющимся данным, на АГКМ была проведена всего одна обработка с помощью системы MaxCO₃ Acid System. Это условие не позволяет объективно судить об эффективности применения этой технологии на АГКМ.

3.3. Химические реагенты, используемые на АГКМ

3.3.1. Кислоты

Соляная кислота (HCl) – бесцветный водный раствор хлористого водорода с резким запахом, в присутствии железа или хлора слабо окрашена в желто-зеленый цвет. Соляная кислота активна и растворяет с выделением водорода все металлы, расположенные в ряду активности до водорода. Для нужд нефтегазовой промышленности заводы изготовители поставляют синтетическую соляную кислоту техническую.

Товарную соляную кислоту, поступающую для обработки скважин, следует проверять на концентрацию HCl, содержание Fe и SO₃. Товарная соляная кислота может поступать на промысел также в ингибированном виде, т.е. с добавкой веществ, предотвращающих коррозию металла.

Состав кислотный модифицированный КСПЭО-2 (кислота соляная ингибированная модифицированная) представляет собой водный раствор соляной кислоты и кислотного модификатора, содержащего поверхностно-активные вещества. КСПЭО-2 является концентрированным составом, который перед закачкой в пласт предварительно разводится пресной водой в соотношении 1:1 либо водометанольной смесью.

По своим физико-химическим свойствам КСПЭО-2 должен соответствовать ТУ 2122-004-12064382-98.

Кислотный состав обладает высокой проникающей способностью в поровое пространство углеводородонасыщенной части пласта за счет низкого межфазного натяжения на границе «состав – углеводород» ($s = 0,05 \div 0,07$ мН/м), эффективно предотвращает образование стойких высоковязких кислотных эмульсий, диспергирует асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), способствует обработке коллектора на большую глубину вследствие замедления

реакции с породой, предотвращает выпадение продуктов реакции, сочетает в себе свойства гидрофобизатора пористой среды и деэмульгатора эмульсий.

Уксусная кислота (CH₃COOH) - стабилизатор, добавляется для предупреждения выпадения в пласте и предотвращения закупорки поровых каналов породы осадками хлористых солей железа и алюминия после отработки кислоты. Товарная техническая уксусная кислота обычно содержит около 80% CH₃COOH.

3.3.2. Поверхностно-активные вещества

Анионактивные и неионогенные ПАВ.

Для улучшения свойств технологических жидкостей (кислотных составов) применяются поверхностно-активные вещества, при этом используется их основное свойство – изменять интенсивность взаимодействия несмешивающихся фаз.

Применение ПАВ в процессе интенсификации притока газа способствует сохранению естественных коллекторских характеристик пласта, эффективно замедляют скорость реакции кислоты с карбонатной породой.

На АГКМ в качестве неионогенных ПАВ применяется вещество ОП-10.

Катионактивные ПАВ (эмульгаторы гидрофобных эмульсий).

При проведении эмульсионных СКО на АГКМ применяется эмульгатор ВНПП-ЭМ, отличающийся высокой термостойкостью и стойкостью к кислым компонентам пластового флюида.

В таблице 27 приведён перечень основных химических реагентов, применяемых на АГКМ.

Таблица 27 - Перечень химических реагентов, применяемых при проведении работ по интенсификации притока газа на эксплуатационных скважинах АГКМ

№	Наименование реагента	Назначение	Состав
1	Кислота соляная ингибированная	Растворение карбонатных пород	-
2	Кислота модифицированная КСПЭО	Растворение карбонатных пород	HCl с добавкой 3÷5% масс. уксусной кислоты и ПАВ.
3	Уксусная кислота	Растворение карбонатных пород, стабилизатор солей железа	-
4	Метанол	Продавочная жидкость при солянокислотных обработках, ингибитор гидратообразования	-
5	Карфас	Гелеобразующий реагент для работ по водоизоляции	Водный раствор хлористого алюминия.
6	АСС-1	Осадкообразующий реагент для блокирования водопроявляющих интервалов	сульфата натрия, г/дм ³ – 35÷85; оксида кремния (IV), г/дм ³ – 40÷80; оксида натрия, г/дм ³ – 20÷45.
7	РВ-3П	Осадкообразующий реагент для блокирования водопроявляющих интервалов (аналог реагента Карфас)	Водный раствор хлористого алюминия и карбамида. AlCl ₃ — 2,1%, CO(NH ₂) ₂ — 7,5 %.
8	ОП-10	ПАВ. Снижение поверхностного натяжения соляной кислоты	Низкомолекулярный неионогенный ПАВ. Моноалкилфеноловый эфир полиэтиленгликоля.
9	ПС	Полимерный состав для увеличения вязкости технологической жидкости для очистки лифтовой колонны скважины	Полисахаридный реагент

Продолжение таблицы 27 - Перечень химических реагентов, применяемых при проведении работ по интенсификации притока газа на эксплуатационных скважинах АГКМ

№	Наименование реагента	Назначение	Состав
10	ВНПП-2	Ингибитор кислотной коррозии	-
11	ПВВ	Полимерный состав для блокирования водопроявляющих интервалов	Гидролизованное волокно полиаринитрильное — относится к ряду акриловых водорастворимых полимеров.
12	ВНПП-ЭМ	ПАВ – эмульгатор. Приготовление кислотных эмульсий	Реагент на основе жирных кислот
13	МДК «Кварц»	Гидрофобизатор. Приготовление суспензий для соляно-кислотных обработок.	Мелкодисперсный оксид кремния (размер частиц 200 нм)
14	ЗСК	Замедлитель реакции соляной кислоты	Смесь полигликолей, кубовых остатков бутиловых спиртов, поверхностно-активных веществ, деэмульгаторов и ингибиторов коррозии.

3.4. Выводы

По результатам анализа данных о проведении обработок ПЗП на скважинах АГКМ можно сделать следующие выводы:

- Наиболее эффективными (кратность дебита скважины после обработки по отношению к первоначальному дебиту достигает значения 3,12) считаются первичные «простые» СКО на новых скважинах АГКМ.

- КО с применением эмульсий, КО с блокировкой ВПИ, КО с применением вязких систем, КО с применением модифицированных кислотных композиций также являются эффективными методами обработки ПЗП на АГКМ. Средними значениями кратность дебита скважин после обработки по отношению к первоначальному дебиту для этих технологий равна 1,72; 1,58; 1,46; 1,40; соответственно.

- 3-х кратное увеличение дебита на обрабатываемых скважинах АГКМ и улучшению состояния ПЗП на них были достигнуты после проведения кислотного ГРП. Однако применение этой технологии осложняется большими глубинами эксплуатационных скважин (4100 м) и высокими забойными температурами (110 °С).

- Обработка результатов ГДИ показала изменение значений коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b по результатам обработки скважин с помощью вязких систем VDA и MaxCO₃ Acid System. Однако не для всех скважин обработка оказалась эффективна. Снижение значения коэффициента a , характеризующего фильтрацию в удалённой зоне, и коэффициента b , характеризующего фильтрацию флюида в ПЗП, получено только для скважин А и Г в случае обработки системой VDA и для скважины Е при обработке с помощью технологии MaxCO₃ Acid System. Для скважины Б получено снижение только значения коэффициента b .

Глава 4. Требования, предъявляемые к охране труда и окружающей среды на АГКМ

4.2. Охрана труда и техника безопасности при проведении технологических операций

Согласно [2], работы по интенсификации притока газа путём закачки в пласт под давлением кислотных растворов проводятся строго в соответствии с планом работ. В плане должны быть указаны порядок проведения подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ. При выполнении работ необходимо соблюдать меры безопасности согласно правилам безопасности ПБ 08-624-03, инструкции по выполнению газоопасных работ на АГКМ.

Нагнетательная линия должна быть оборудована обратным клапаном и опрессована на величину 1,25 от максимально ожидаемого давления при закачке. Все ёмкости для кислоты устанавливаются на расстоянии не менее 50 м от устья скважины. Расстояние между емкостями должно быть не менее 1 м.

Насосные установки необходимо располагать не менее чем за 10 м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1 м. Управление насосной установкой осуществляется со специального пульта, оборудованного контрольно-измерительными приборами и средствами регистрации расхода и давления.

При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ. Ликвидация пропусков под давлением запрещается.

Перед началом технологического процесса на скважине с применением передвижных агрегатов руководитель обязан убедиться в наличии двусторонней переговорной связи.

Перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникаци-

ях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок. Обогревать трубопроводы открытым огнем запрещается.

Работы по интенсификации притока газа проводятся в дневное время под руководством ответственного лица за их проведение. Запрещается проведение работ во время грозы, пыльных и снежных бурь, тумана и силе ветра более 12 м/с. Перед началом работ ответственным исполнителем должен быть проведен инструктаж группы, осуществляющей работы, с записью в журнале проведения инструктажа. Работники должны быть снабжены индивидуальными средствами защиты органов дыхания: фильтрующие противогазы ПФП с КПФИ, изолирующие ИП-4МР, ПДУ-3, защитной спецодеждой и спецобувью, в соответствии с Нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты, утвержденными в установленном порядке. К работам допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие медицинское заключение о пригодности к работам в дыхательных аппаратах изолирующего типа, прошедшие необходимое обучение по безопасности работ. Работы должны выполняться в очках и спецодежде, стойких к воздействию кислоты. К производству обработки допускается только персонал, прошедший специальное обучение, включающее в себя: технологию СКО, применение индивидуальных защитных приспособлений и оказание первой доврачебной помощи, с соответствующей записью в удостоверении по технике безопасности. На месте проведения работ по закачке кислоты должны быть в наличии: аварийный запас спецодежды и спецобуви, портативная спецаптечка, двууглекислая (питьевая) сода, а также запас чистой пресной воды. Во время проведения закачки рабочих жидкостей в пласт под давлением находиться людям возле устья скважины и у нагнетательных трубопроводов запрещается. Не допускается пребывание на газоопасном объекте лиц, не имеющих дыхательного аппарата и не прошедших соответствующего инструктажа по безопасности. Запрещается обращение с открытым огнем, все работы должны проводиться инструментами, не дающими при ударе искру.

При применении технологических составов на углеводородной основе должны быть приняты меры по предупреждению загрязнения рабочих мест и

загазованности воздушной среды. Для контроля загазованности должны проводиться замеры воздушной среды на устье, у блока приготовления составов. При появлении признаков загазованности предпринять меры по её устранению. При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м³ работы должны быть приостановлены, люди выведены из загазованной зоны. Вся спецтехника с двигателями внутреннего сгорания, находящаяся на территории скважины и вблизи неё должна быть оборудована искрогасителями. После закачки химреагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объёмом, достаточным для промывки. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную ёмкость. При работе с метанолом, транспортировании и хранении необходимо соблюдать «Общие санитарные правила при работе с метанолом».

При проведении работ необходимо руководствоваться следующими нормативными документами:

- ПБ 08-624-03, разделы IV и VI;
- ВППБ 01-04-98.

4.3. Мероприятия по охране окружающей среды

Обработка пласта с целью увеличения дебита газа сопряжена с использованием технической соляной кислоты, а также, в ряде случаев, дизельного топлива и поверхностно-активных веществ, и сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. К основным потенциальным загрязнителям окружающей среды в процессе обработки продуктивного пласта относятся:

- соляная кислота техническая 15÷26% концентрации;
- растворы ПАВ и ингибиторов коррозии;
- дизельное топливо.

Возможные пути попадания указанных загрязнителей в почву следующие:

- технологические утечки жидкости при работе насосных агрегатов через

пару «плунжер-уплотнительный резиновый элемент»;

- технологические утечки продавочной жидкости (дизтопливо, водометанольная смесь) из нагнетательного манифольда высокого давления в процессе его демонтажа после завершения обработки;

- аварийные утечки кислотной смеси в процессе СКО из-за нарушения герметичности нагнетательного манифольда.

Уровень загрязнения окружающей среды и степень экологической опасности оценивается кратностью превышения предельно допустимой концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в природных объектах.

Характеристика санитарно-токсикологических и органолептических свойств материалов, используемых при СКО, оценивается по величине ПДК для различных объектов природной среды. Вредные вещества, попадая из источников загрязнения в одну из природных сред, вовлекаются в общую миграцию (круговорот) веществ, которые со временем получают распространение во всех природных средах. В связи с этим необходимы природно-охранные мероприятия, направленные на ликвидацию источников загрязнения природной среды или на сведение их влияния к минимуму, соответствующему ПДК.

Почвенный покров на территории АГКМ по данным Астраханского института "ЮжНИИгипрозем" представлен зональными бурями полупустынными почвами и интразональными разновидностями солонцов полупустынных. Содержание гумуса в плодородном горизонте зональных бурых почв составляет всего $0,38 \div 1,30\%$, в солонцах полупустынных $0,50 \div 0,62\%$. Гранулометрический состав почв песчаный и супесчаный. По пригодности земель бурые полупустынные почвы с приведенными показателями относятся ко второму классу третьей категории (пастбища, которые после улучшения могут быть пригодны под сельхозугодья). В соответствии с перечисленными выше возможными путями попадания в почву технической соляной кислоты и продавочной жидкости (дизтопливо, водометанольная смесь) предусматриваются следующие природо-охранные мероприятия.

1. После завершения соляно-кислотной обработки при демонтаже нагне-

тательного манифольда оставшуюся в нем продавочную жидкость необходимо сливать в заранее подготовленные ёмкости. В случае разлива продавочной жидкости, объём которой по данным промышленной практики может достигать 50÷60 литров, грунт зачищается с помощью сорбентов природного или синтетического происхождения с последующим снятием его и складированием в металлические контейнеры, вывозом и размещением отходов согласно Проекту лимитов размещения отходов на производственной базе.

2. Таким же образом поступают с почвой, на которую в процессе работы насосных агрегатов произошла технологическая утечка соляной кислоты. Объём такой утечки с учётом технического уровня применяемых в настоящее время насосных агрегатов составляет 60÷80 литров за одну обработку. В качестве сорбентов целесообразно использовать опилки, шелуху овса или риса, резиновую крошку. В качестве нейтрализатора – раствор кальцинированной соды.

За качество выполнения данных мероприятий несет ответственность предприятие, осуществляющее работы по интенсификации притока газа на АГКМ.

Контроль над выполнением природоохранных мероприятий осуществляет ведущий инженер по охране окружающей среды ГПУ. На местах – ответственные (уполномоченные) по цеху добычи газа и газоконденсата (ЦДГиГК) (заместители начальников цехов), в ЦНИПР ГПУ – заместитель начальника цеха и начальники лабораторий. Целью контроля является проверка соблюдения нормативов качества окружающей природной среды, выполнение требований природоохранного законодательства и соблюдение природоохранных мероприятий. Контроль над состоянием почвы производится по результатам анализов проб, взятых с контрольного участка после проведения СКО.

Глава 5. Перспективные направления в развитии технологии интенсификации притока на АГКМ

По результатам анализа исходной информации и данных, полученных в ходе расчётов, было выявлено несколько приоритетных направлений в области интенсификации притока флюида на АГКМ:

- Рекомендуется проведение профилактических обработок с использованием РКС Флаксокор 110, а также замена КСПЭО-2Б на усовершенствованный комплексный кислотный состав Флаксокор 210, что позволит предотвращать интенсивное накопление шлама на забое скважин.

- Необходим поиск и адаптация к условиям АГКМ химического отклонителя соляной кислоты, являющегося аналогом системы VDA. Разработанная компанией Schlumberger вязкая система VDA показала себя как наиболее эффективный реагент для проведения вторичных обработок на скважинах. Разработка аналогичного отечественного продукта позволит сократить издержки, возникающие вследствие закупки импортных реагентов.

- Рекомендуется проведение кислотных ГРП, а также применение эмульсионных кислотных обработок с высокой скоростью закачки, обеспечивающих режим раскрытия микротрещин, при необходимости обработки удалённой зоны пласта. Данное мероприятие наиболее эффективно для слабопроницаемых трещиноватых карбонатных коллекторов, которым и является пласт-коллектор АГКМ.

- Необходимо совмещение работ по интенсификации притока с водоизоляцией скважин. По мере падения пластового давления и, как следствие, продвижения ГВК, всё большее внимание будет уделяться вероятному обводнению скважин. Блокировка водопроявлений на обрабатываемых скважинах позволит гарантировать целесообразность мероприятий по интенсификации притока за счёт снижения вероятности обводнения.

Заключение

По результатам анализа проведения интенсификации притока флюида к скважинам на АГКМ, месторождениях Казахстана и Саудовской Аравии были сделаны следующие выводы:

1. Проведение КО на АГКМ является необходимым и эффективным методом воздействия на приток флюида к скважинам. Более 90% обработок показывают кратность дебита больше 1. КО приводит к улучшению состояния ПЗП за счёт очистки от кольматирующих её продуктов бурения и шлама на забое скважины.

2. При проведении первичных «простых» СКО на новых скважинах АГКМ эффективность обработок, выраженная в кратности дебита, достигала значения 3,12. Однако и дальнейшие мероприятия по интенсификации показывали результаты, которые позволяют судить о них как о рентабельных. Среди наиболее эффективных видов обработок стоит выделить:

- КО с блокировкой ВПИ;
- КО с применением модифицированных кислотных композиций;
- КО с применением эмульсий;
- КО с применением вязких систем;

3. Применение отечественных реагентов (Дисин, МДК «Кварц»), способствующего гидрофобизации коллектора, позволило достичь кратностей эффекта на скважинах АГКМ 3,20 и 3,60 соответственно. При этом зафиксировано снижение ВГФ до 2-х раз. Развитие этого направления обработок особенно актуально в связи с растущим риском обводнения скважин месторождения на поздних стадиях его разработки.

4. 3-х кратное увеличение дебита на обрабатываемых скважинах АГКМ и улучшению состояния ПЗП на них были достигнуты после проведения кислотного ГРП. Однако применение этой технологии осложняется большими глубинами эксплуатационных скважин (4100 м) и высокими забойными температу-

рами (110 °С). Дополнительно требуется изучение влияния вводимых в пласт реагентов на качество грунтовых вод после проведения обработки.

5. Применение технологии MaxCO₃ Acid System при обработке ПЗП 3-х месторождений (Россия, Казахстан, Саудовская Аравия) даёт различный эффект на каждом из них. Можно предположить, что это связано не только с термобарическими условиями внутри пласта, но и с составом пластового флюида, а именно с содержанием кислых компонентов в его составе. Эта гипотеза требует дальнейшего рассмотрения и изучения.

Список использованной литературы

1. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2)»
2. Стандарт предприятия ООО «Газпром добыча Астрахань» СТП 05780913.16.2-2006 «Интенсификация притока газа. Организация работ»
3. Алиев З.С., Самуйлова Л.В. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин. - “Макс пресс”, 2011, - 338с.
4. Амиян В. А., Уголев В. С. Физико-химические методы повышения производительности скважин // М.: Недра, 1970. – 280 с.
5. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984, – 211 с.
6. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Розенберг Г. Д. Нефтегазовая гидромеханика: Учебное пособие для вузов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005, 544 с.
7. Басниев К. С., Власов А. М., Кочина И. Н., Максимов В.М. Подземная гидравлика. – М.: Недра, 1986, – 303 с.
8. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993, – 41 с.
9. Гвоздев Б. П., Гриценко А. И., Корнилов А. Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие // М.: Недра, 1988. – 575 с.: ил. – ISBN 5-247-00142-7.
10. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
11. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 628 с.
12. Михайленко С.А., Самсонов Р.О., Люгай Д.В., Перепеличенко В.Ф., Токман А.К., Изюмченко Д.В., Жирнов Р.А., Овчинников Г.А., Буточкина С.И. Андрианов В.А., Климонтова В.А., Сиговатов Л.А. Контроль за разработкой Астраханского газоконденсатного месторождения

13. Рябоконт С. А. и др. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта // Серия: Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – с. 45. (№7)

14. Сорокин А. Н., Бурдин К. В. (Schlumberger), Зонтов Р. Е., Поляков И. Г., Кунавин И. В. (ООО «Газпром добыча Астрахань»). «МахСО₃ Acid System – повышение продуктивности скважин в карбонатных коллекторах. Первый опыт применения в России», “Coiledtubing times”, №1 (035), март 2011 (№4)

15. Тер-Саркисов Р.М., Перепеличенко В.Ф., Билалов Ф.Р. Проект разработки Астраханского газоконденсатного месторождения // Москва, 2000

16. Токунов В. И., Саушин А. З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин // М.; ООО «Недра-Бизнесцентр». 2004. – 711 с.: ил. – ISBN 5-8365-0189-0.

17. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: – М.: Недра, 1986. (№11)

18. Халид С. Асири, Мохаммед А. Атви (Saudi Aramco, Удайлия, Саудовская Аравия), Оскар Хименес Буэно Petróleos Mexicanos (PEMEX), Вильяэрмоса, Мексика), Бруно Лесерф, Алехандро Пенья (Шугар-Ленд, штат Техас, США), Тим Леско (Конзуэй, штат Арканзас, США), Фред Мюллер (Колледж-Стейшн, штат Техас, США), Алезандре З. И. Перейра (Petrobras, Рио-де-Жанейро, Бразилия), Фернанда Тельес Сиснерос (Вильяэрмоса, Мексика): “Кислотная обработка трещинных карбонатных коллекторов”, «Нефтегазовое обозрение», Сборник II: избранные статьи из журнала «Oilfield Review», том 25, № 2 (лето 2013 г.); том 25, № 3 (осень 2013 г.); том 25, № 4 (зима 2013 — 2014 гг.). (№5)

19. Alsharhan A. S., Nairn A.E.M.: “The late Permian carbonates (Khuff formation) in the Western Arabian Gulf: its hydrocarbon parameters and paleogeographical aspects”, Carbonates and Evaporites, v.9, no. 2, 1994, p.132-142 (№6)

20. Jairo Leal Jauregui, Ataur R. Malik, J. Ricardo Solares, Walter Nunez Garcia, Tomislav Bukovac, Brian Sinovic and M. Nihat Gürmen: “Successful Application of Novel Fiber Laden Self-Diverting Acid System during Fracturing Operations

of Naturally Fractured Carbonates in Saudi Arabia,” paper SPE 142512, presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference held in Manama, Bahrain, 25–28 September 2011. (№1)

21. Leal Jauregui Jairo, A., Malik Aatur, R., Nunez Garcia Walter and Solares Ricardo J., Bukovac Tomislav and Gurmen Nihat M.: “Field Trials of a Novel Fiber-Laden Self-Diverting Acid System for Carbonates in Saudi Arabia,” paper SPE 132003, presented at the SPE Deep Gas Conference and Exhibition held in Manama, Bahrain, 24–26 January 2010. (№2)

22. Ussenbayeva K., Utebaeva D., Molesworth G., Dunger D., Howery R., Akwukwaegbu C., Salikhov T., Kamispaev A. (“Tengizchevroil”); Zielinski M., Yakovlev T., Savin A., and Aglyamov M.: “Successful Application of a Fit-for-Purpose Acid Program in the Tengiz Field,” paper SPE 160804, presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference held in Abu Dhabi, UAE, 11–14 November 2012. (№3)