



СЕРГЕЕВ ВИТАЛИЙ ВЯЧЕСЛАВОВИЧ

**РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Зейгман Юрий Вениаминович

Официальные оппоненты: **Мусабиров Мунавир Хадеевич**
доктор технических наук,
Институт «ТатНИПИнефть» /
лаборатория обработок ПЗП и ВИР,
заведующий лабораторией

Чижев Александр Петрович
кандидат технических наук, ГАНУ
«Институт нефтегазовых технологий и
новых материалов РБ» / лаборатория
технологий воздействия на пласт,
ведущий научный сотрудник

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина»

Защита диссертации состоится 25 мая 2016 года в 14-30 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат разослан _____ 2016 года

Ученый секретарь
диссертационного совета

Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

В настоящее время значительная часть нефтяных месторождений в основных нефтедобывающих регионах Российской Федерации находится на завершающих стадиях разработки, в связи с этим происходит снижение объемов добычи нефти и увеличение обводненности продукции скважин. Возникает необходимость вовлечения в разработку нефтенасыщенных интервалов пластов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, эксплуатация которых осложняется низкой проницаемостью, неоднородностью коллекторских свойств и резким ростом обводненности продукции.

Вовлечение в эксплуатацию неоднородных по проницаемости и нефтенасыщенности интервалов пластов сопряжено с опережающим прорывом воды по высокопроницаемым каналам, что препятствует вовлечению в процесс разработки средне- и низкопроницаемых нефтенасыщенных интервалов. Поэтому процесс разработки нефтяных залежей требует внедрения технологий по восстановлению и увеличению производительности скважин. Одним из возможных путей повышения эффективности воздействия на пласт, является применение комплексных технологий, включающих дополнительные возможности управления процессом притока нефти к забою скважин.

Разработанная в рамках диссертационной работы комплексная технология интенсификации добычи нефти (ИДН) направлена на решение указанных проблем разработки нефтяных месторождений, что определяет актуальность выбранной темы.

Цель работы

Разработка комплексной технологии интенсификации добычи нефти из карбонатных и терригенных пластов со смешанной пустотностью.

Основные задачи исследований:

1. Анализ технологической эффективности применения физико-химических методов интенсификации добычи нефти из терригенных и карбонатных пластов.

2. Выбор и обоснование способа интенсификации добычи нефти из пластов со смешанной пустотностью.

3. Разработка комплексной технологии интенсификации добычи нефти на основе применения инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР) и кислотной композиции.

4. Опытное-промышленное испытание разработанной технологии интенсификации добычи нефти.

Предмет исследования – совокупность фильтрационно-ёмкостных параметров нефтенасыщенных пород, физико-химических свойств пластовых флюидов и применяемых технологических жидкостей.

Методы исследований

При выполнении работы применялись вероятностно-статистические методы обработки исходной промысловой информации, экспериментальные методы исследований взаимодействия горных пород с технологическими жидкостями и методы гидродинамических исследований скважин и пластов.

Научная новизна

1. Обоснование комплексного способа интенсификации добычи нефти из скважин в трещиновато-пористых, кавернозных нефтегазоносных пластах в условиях высокой обводненности продукции.

2. Уточнение механизма взаимодействия технологических жидкостей применяемых для интенсификации добычи нефти с пластовыми системами.

Защищаемые положения

1. Методология выбора комплексного способа интенсификации добычи нефти из терригенных и карбонатных пластов.

2. Область применения технологии комплексного воздействия на ПЗП инвертно-эмульсионным раствором и кислотной композицией.

Практическая ценность и реализация в промышленности

1. Разработан способ обработки ПЗП (положительное решение ФИПС о выдаче патента РФ на изобретение от 02.03.2016 г. на заявку № 2014151177 от 17.12.2014 г.).

2. Разработана инструкция комплексной обработки ПЗП кислотной композицией с предварительным ограничением водопритоков ИЭР.
3. Предложен алгоритм выбора скважин для реализации комплексной технологии ИДН.
4. Дополнительная добыча нефти, полученная в результате проведения опытно-промышленных испытаний разработанной технологии ИДН на Пашнинском нефтегазоконденсатном месторождении.
5. Коммерциализация результатов исследований в кластере энергоэффективных технологий инновационного центра «Сколково» в рамках научно-исследовательского проекта «Создание, разработка и внедрение физико-химических методов воздействия на нефтегазоносный пласт».

Апробация работы

Основные положения и результаты исследований докладывались на международной научно-практической конференции «SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference» (Куала-Лумпур, Малайзия, 2015 г); 17-й международной научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа EAGE «Geomodel-2015» (Геленджик, Российская Федерация, 2015 г); международном конкурсе научных работ аспирантов «Russian and Caspian Regional Student Paper Contest 2015» в рамках «SPE Russian Petroleum Technical Conference» (Москва, Российская Федерация, 2015 г); совместных технических совещаниях ООО «Лукойл-Коми», ТПП «Лукойл-Ухтанефтегаз», филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» ПечорНИПИнефть в г. Ухта 2014 г.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы работы, сформулированы цели и задачи исследований, научная новизна работы, ее практическая значимость, перечислены методы решения поставленных задач, представлена информация по апробации работы.

В первой главе приведены результаты обзора условий применения и оценки эффективности физико-химических методов интенсификации добычи нефти. Разработана классификация методов воздействия на продуктивный пласт по признаку механизм взаимодействия технологических жидкостей с пластовой системой. В классификации выделены три основные группы методов с детализацией по технологиям используемым реагентам.

Представлены геолого-физические параметры и литолого-фациальные характеристики пород-коллекторов Харьягинского, Пашнинского и Кыртаельского месторождений. Проведен анализ состояния разработки Пашнинского нефтегазоконденсатного месторождения. В результате анализа получена сравнительная оценка технологической эффективности физико-химических методов интенсификации добычи нефти из трещиновато-пористых, кавернозных нефтяных пластов.

Сравнительный анализ эффективности технологий ИДН, апробированных на Пашнинском месторождении в 2014 г (рисунок 1) и анализ влияния технологий на обводненность продукции скважин (рисунок 2) показал, что в условиях завершающей стадии разработки месторождения технологии не предусматривающие ограничение водопритока обладают низкой эффективностью. В анализ были включены следующие технологии:

- обработка композицией КСМ-Т и КСМ-К (составы на основе карбамидоформальдегидных смол);
- инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР) и кислотная композиция (ИЭР+КМК);
- гидроимпульсное воздействие методом имплозии (ГИВ);
- обработка композицией СКС-Т (сухокислотный состав);

- пороховой генератор давления акустический (ПГДА);
- обработка модифицированным кислотным составом (МКС);
- гидромеханическая щелевая перфорация (ГМЩП).

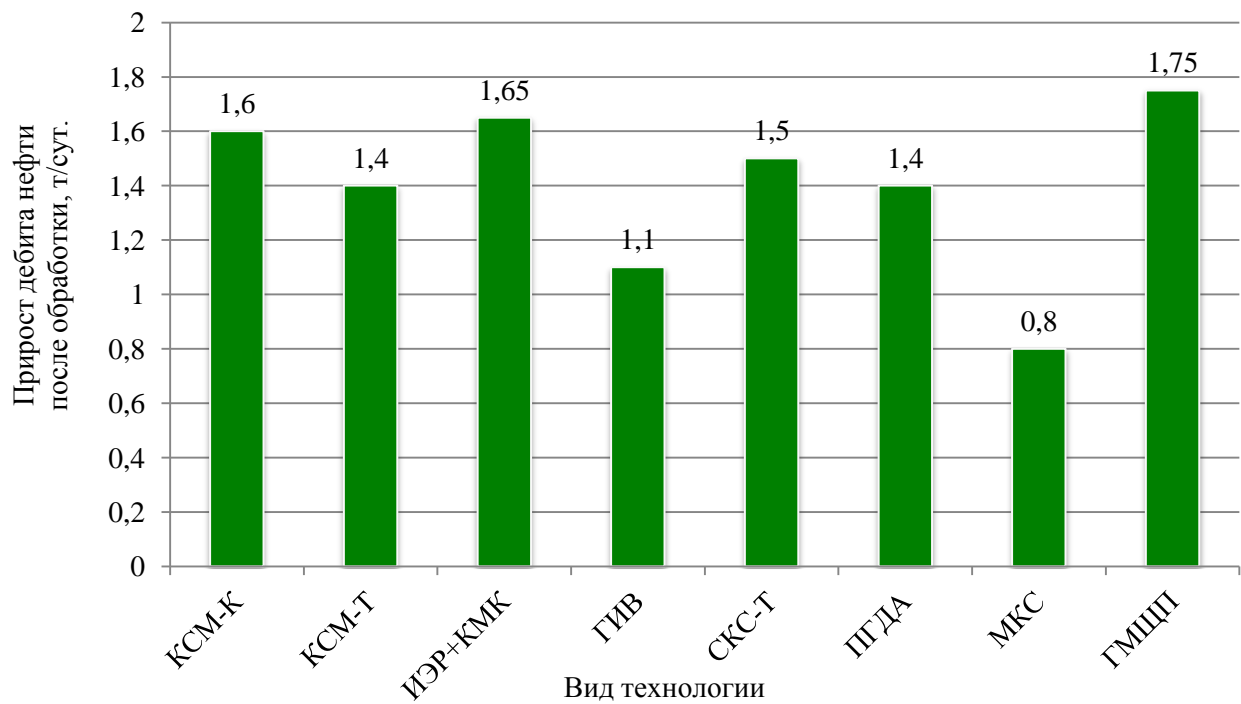


Рисунок 1–Прирост дебита нефти после внедрения технологий ИДН в скважинах Пашнинского месторождения(2014 г.)

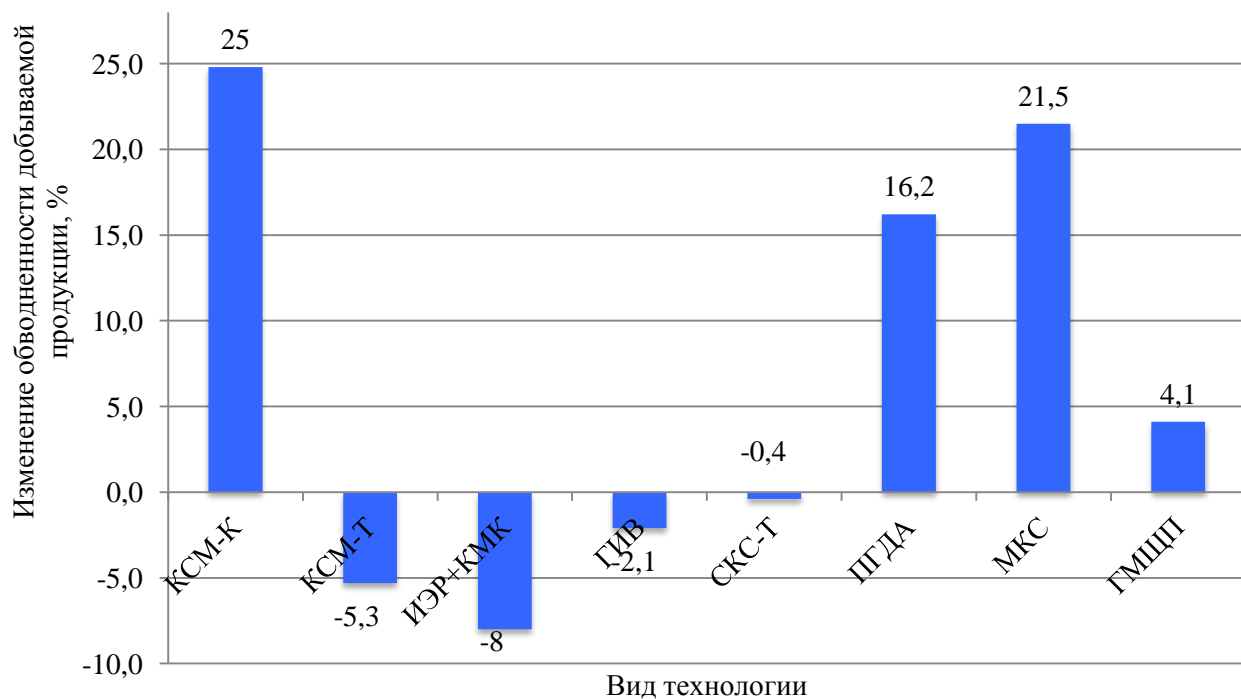


Рисунок 2 – Влияние технологий ИДН на обводненность продукции скважин Пашнинского месторождения

Мониторинг технологических режимов работы скважин в течение 6 месяцев после внедрения технологий ИДН, позволил выявить, что в результате внедрения технологий обработки ПЗП направленных исключительно на увеличение проницаемости пород-коллекторов наблюдается рост обводненности продукции скважин практически с первого месяца вывода скважин на плановый режим эксплуатации.

Обобщая изложенное установлено, что при внедрении технологий ИДН в обводненных пластах наиболее эффективными были комбинированные технологии, направленные как на ограничение водопитока к забою добывающей скважины из высокопроницаемых промытых интервалов пласта, так и увеличение производительности скважин.

С целью определения динамики и прироста добычи нефти из скважин верхнего эксплуатационного объекта (ВЭО) Пашнинского месторождения при внедрении технологий ИДН проведен анализ технологических режимов работы скважин за 2012 – 2015 гг. По результатам анализа построены зависимости:

- фактической и прогнозной динамики среднесуточного дебита нефти скважин без учета внедренных технологий ИДН (рисунок 3).
- фактической динамики среднесуточной добычи нефти из скважин верхнего эксплуатационного объекта Пашнинского месторождения за 2014 – 2015 гг., а также разницу между фактической динамикой добычи нефти после внедрения технологий ИДН и прогнозной величиной, характеризующей динамику дебита скважин без учета внедренных технологий ИДН (рисунок 4).

В результате анализа фактических и прогнозных данных, определено, что внедрение технологий направленных на интенсификацию добычи нефти позволило увеличить среднесуточный дебит нефти скважин ВЭО в среднем на 2,2 т/сут. за три года.

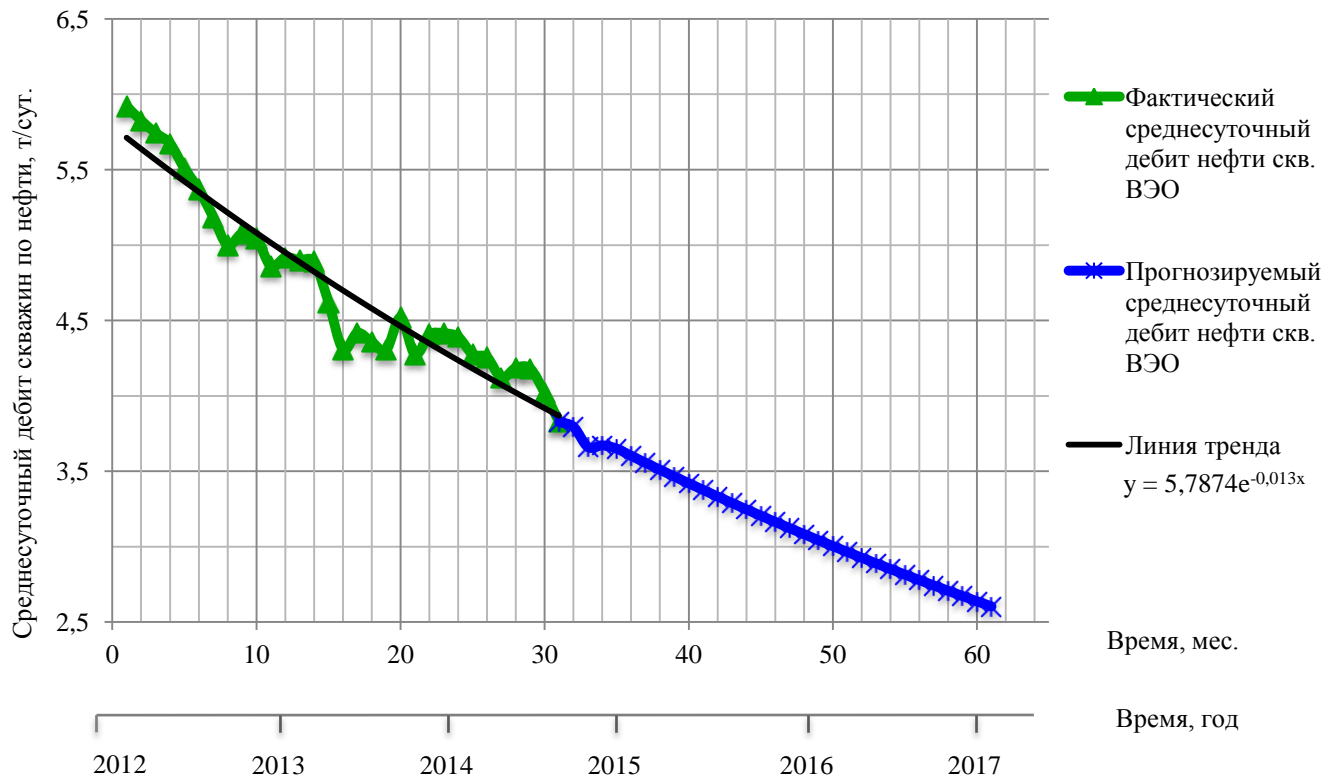


Рисунок 3 – Фактическая и прогнозная динамика дебита нефти скважин ВЭО Пашнинского месторождения

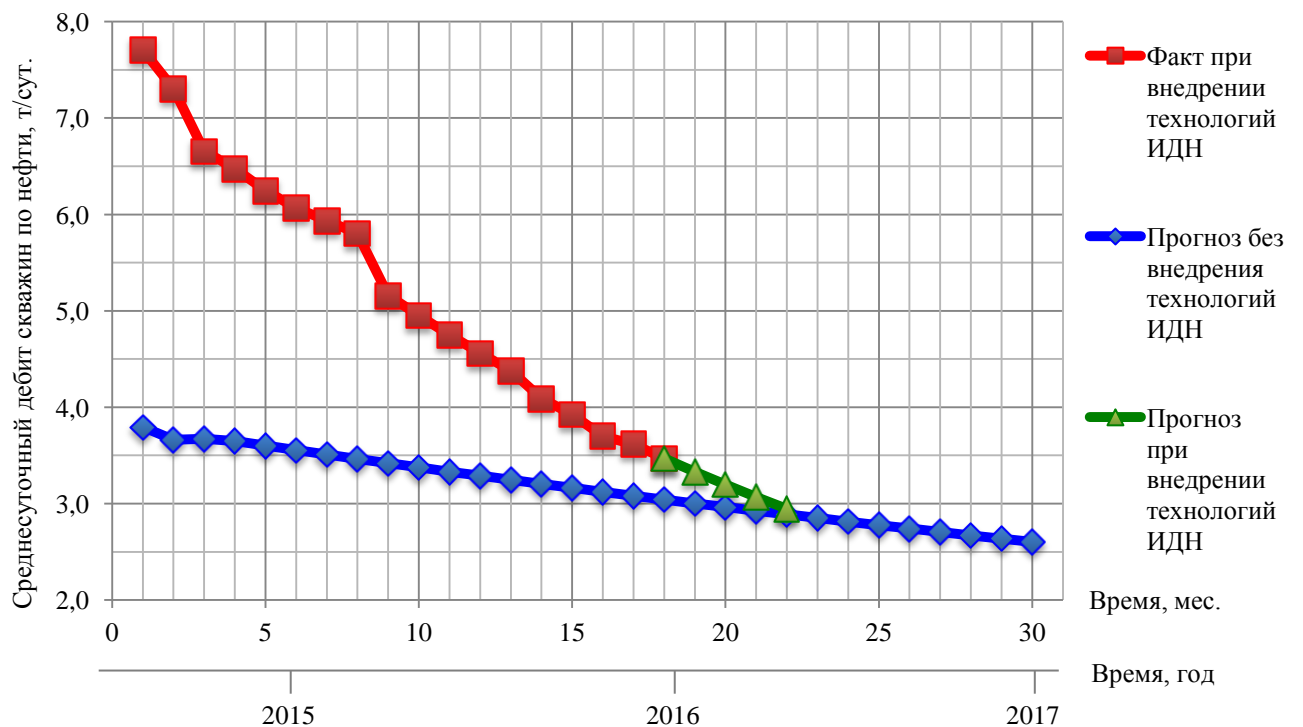


Рисунок 4 – Прогноз среднесуточного дебита нефти скважин ВЭО Пашнинского месторождения на период 2016 – 2017 г с учетом технологий ИДН внедренных в 2014 г.

Динамика снижения фактических дебитов скважин по нефти (2012-2014 гг.) составила 0,8 т/сут в год на одну скважину. Выполненные расчеты прогноза уровня снижения дебита скважин по нефти (до 2017 г., с учетом роста обводненности скважин) показали, что тенденция снижения дебитов скважин по нефти сохраняется. Для этого периода характерным является увеличение обводненности продукции скважин до предельного значения с одновременным сокращением объема добычи нефти.

На наш взгляд обеспечить снижение темпа падения дебита скважин по нефти или увеличить объемы добычи нефти возможно только путем комбинирования нескольких технологий ИДН. Например технологии ограничения водопритока к забою добывающей скважины и увеличения производительности скважин по нефти.

Результаты обзора условий и успешности применения различных технологий ИДН в карбонатных и терригенных пластах показали, что успешность решения этой проблемы во многом определяется особенностями строения, состава, физических свойств пластовых систем, конструкцией скважин и стадиями разработки эксплуатационных объектов. Поэтому выбор технологий ИДН, принципы подбора скважин для реализации технологий и особенности их проведения должны быть строго индивидуальны и удовлетворять фактическим условиям разработки и эксплуатации объектов.

Во второй главе приведены результаты лабораторных исследований особенностей взаимодействия различных кислотных составов с породами Харьягинского, Пашнинского и Кыртаельского месторождений. Показаны результаты лабораторных исследований влияния загустителей на вязкость кислотных композиций. Для выбранных загустителей определены реологические параметры кислотных растворов при различных температурах. Представлены результаты лабораторных исследований по изучению реологических свойств инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР).

Исследования физико-химических свойств кислотных композиций

Лабораторные исследования различных кислотных составов, в том числе специально подобранных композиций для карбонатных (КС-К) и терригенных

(КС-Т) пластов позволили определить: растворяющую способность кислотных составов, совместимость составов с пластовой водой и жидкостями глушения скважин, термостойкость, вероятность образования вторичных осадков при контакте с пластовыми флюидами, особенности взаимодействия кислотных составов с загустителями (рисунок 5).

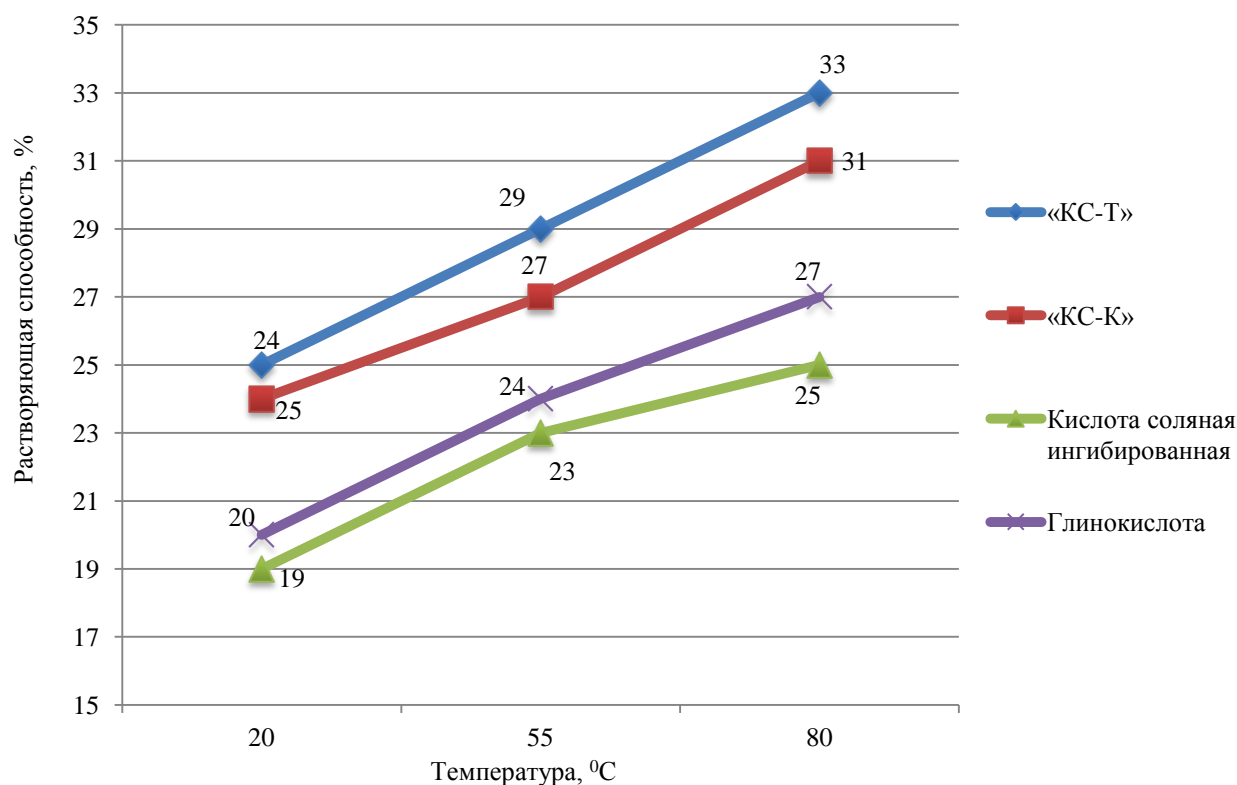


Рисунок 5 – Результаты взаимодействия кислотных составов с керновым материалом Пашнинского месторождения

Результаты лабораторных испытаний растворяющей способности кислотных составов показали, что растворимость породы в растворах соляной кислоты достигала от 19 – 25% при 20 °C и 25 – 31% при 80 °C.

Наличие в кислотной композиции «КС-Т» фтористоводородной кислоты привело к увеличению растворимости породы до 33%.

Результаты определения вязкости кислотных композиций с добавками загустителей показаны на рисунке 6.

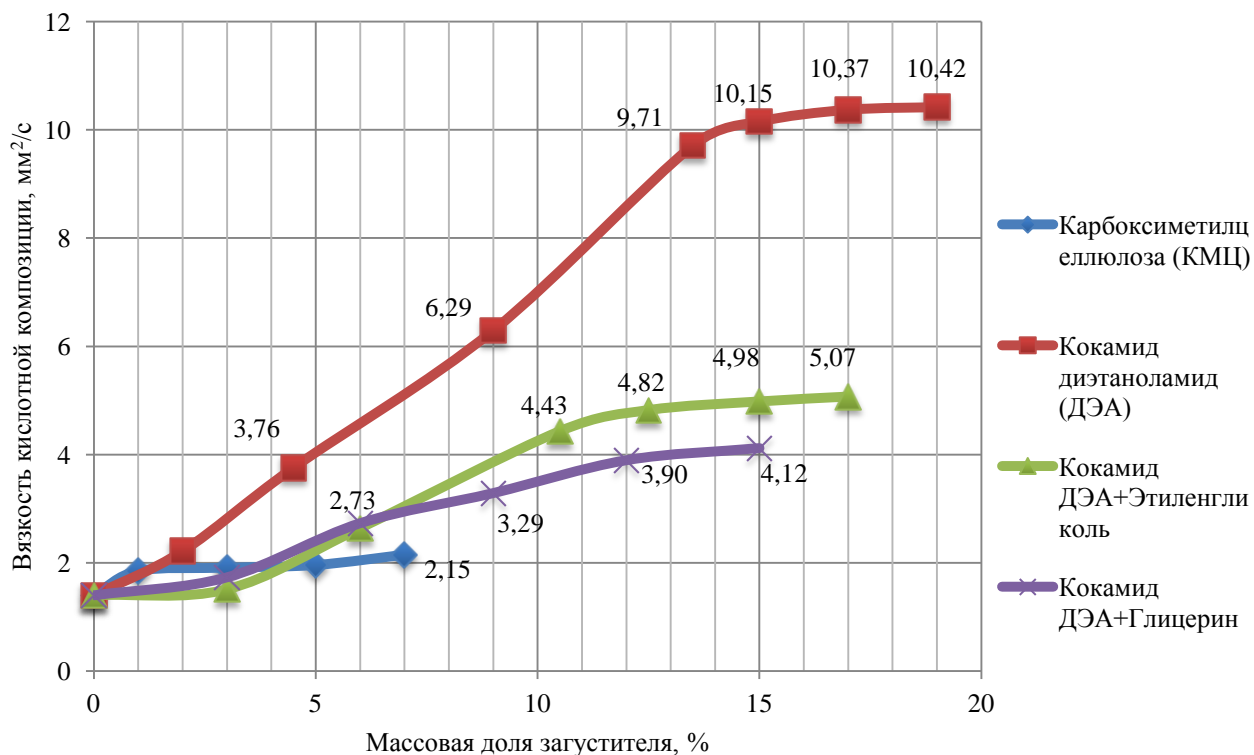


Рисунок 6 - Зависимости вязкости кислотных композиций при различных добавках загустителей

В результате проведения лабораторных исследований изменения вязкостных свойств кислотной композиции при внесении загустителей различных видов выявлено, что из восьми видов исследованных загустителей наиболее эффективными оказались:

- кокамид ДЭА + глицерин;
- эмультал;
- кокамид ДЭА + этиленгликоль;
- кокамид ДЭА.

В результате экспериментов определены оптимальные массовые доли загустителей в составе кислотных композиций:

- кокамид ДЭА 12% + глицерин 12%, обеспечивший увеличение вязкости в 2,4 раза и стабильность в течение 10 часов при 20°C;
- эмультал, обеспечивший увеличение вязкости в 2,8 раза и стабильность в течение 24 часов при 20°C;

- кокамид ДЭА 12,5% + этиленгликоль 12,5%, обеспечивший увеличение вязкости в 3,9 раза и стабильность в течение 12 часов при 20°C;
- кокамид ДЭА 15%, обеспечивший увеличение вязкости до 8 раз и стабильность до 3 ч при 20°C.

Исследования реологических свойств ИЭР

Результаты исследований реологических свойств ИЭР позволили определить интервал изменения вязкости раствора при его смешении с минерализованными водами (CaCl_2 , плотностью 1170 кг/м^3).

Измерение вязкости ИЭР проводили на вискозиметрах DV-E VISCOMETER «BROOKFIELD», «CAT R50D», а также с применением сита (размер ячейки 500 мкм).

На рисунке 7 показаны результаты исследований по определению интервала изменения вязкости ИЭР при смешении с водным раствором хлористого кальция.

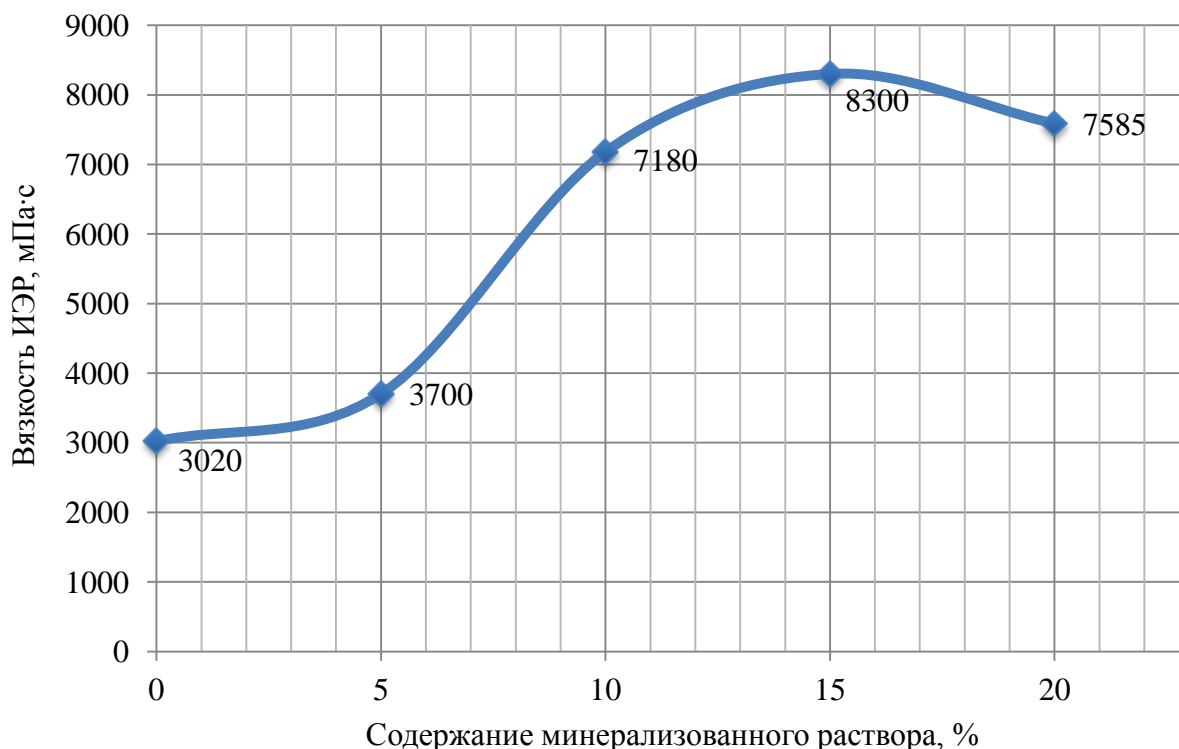


Рисунок 7 - Зависимость вязкости ИЭР от содержания минерализованного раствора CaCl_2 при скорости вращения шпинделя 30 1/мин.

Установлено, что добавка 15% масс. минерализованного раствора обеспечивает вязкость ИЭР - 8300 мПа·с. При дальнейшем увеличении объема минерализованного раствора до 20% масс. в составе ИЭР происходит уменьшение вязкости ИЭР.



Рисунок 8 - Зависимость объема фильтрата ИЭР от добавки раствора CaCl_2

В результате проведения экспериментов на истечение ИЭР через сито (рисунок 8) определено, что ИЭР в состав которого не было введено дополнительное количество минерализованного раствора практически полностью профильтровался (97%) сквозь сито, а ИЭР с добавлением 15 % масс. минерализованного раствора проявил наименьшую способность к истечению (8%) и практически весь остался на поверхности сита.

В третьей главе представлены материалы, посвященные разработке технологии и промышленным испытаниям технологии на скважинах Пашнинского месторождения. Выполнена оценка эффективности внедрения комплексной технологии.

Разработана инструкция устанавливающая порядок проведения подготовительных работ и технологических операций на скважине при проведении испытаний по комплексной технологии. Инструкция содержит сведения о мерах технической и экологической безопасности, соблюдение которых обязательно при реализации технологии на производстве.

Дано краткое описание взаимодействия ИЭР с пластовыми флюидами и горной породой ПЗП в результате которого, обеспечивается временное отключение обводненных интервалов, создание условий для закачки кислотных составов в нефтенасыщенные интервалы. Даются указания о последовательности действий для приготовления готового к применению ИЭР в промысловых условиях.

Приведены критерии подбора скважин для комплексной обработки с применением ИЭР и кислотных составов. В качестве таких критериев определены:

- месторасположение скважины на площади разработки объекта с учетом полноты выработки извлекаемых запасов нефти;
- сведения о ранее проведенных обработках пород ПЗП кислотными составами;
- величины и особенности строения пустотного пространства пород ПЗП;
- текущая обводненность продукции скважин;
- текущее значение пластового давления и его отличие от начального пластового давления в пласте;
- сведения о наличии заколонной циркуляции флюидов.

В работе представлены результаты опытно-промысловых испытаний комплексной технологии интенсификации добычи нефти на трех скважинах Пашнинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Определены основные технологические показатели работы скважин (дебит нефти, дебит жидкости, обводненность продукции скважины, забойное давление, устьевое давление) до и после обработок. Расчет технологической эффективности обработки проводили по результатам геофизических

гидродинамических исследований скважин при помощи комплекта испытательного оборудования КИИ-95.

На рисунке 9 приведены прямолинейные участки кривых восстановления давления (КВД) до и после обработки ПЗП по которым были рассчитаны фильтрационные параметры пород ПЗП в удаленных от скважины зонах. Кроме того по КВД были рассчитаны значения коэффициентов продуктивности скважин по жидкости до и после обработки. Результаты обработки КВД по скважине № 335 показаны в таблице 1.

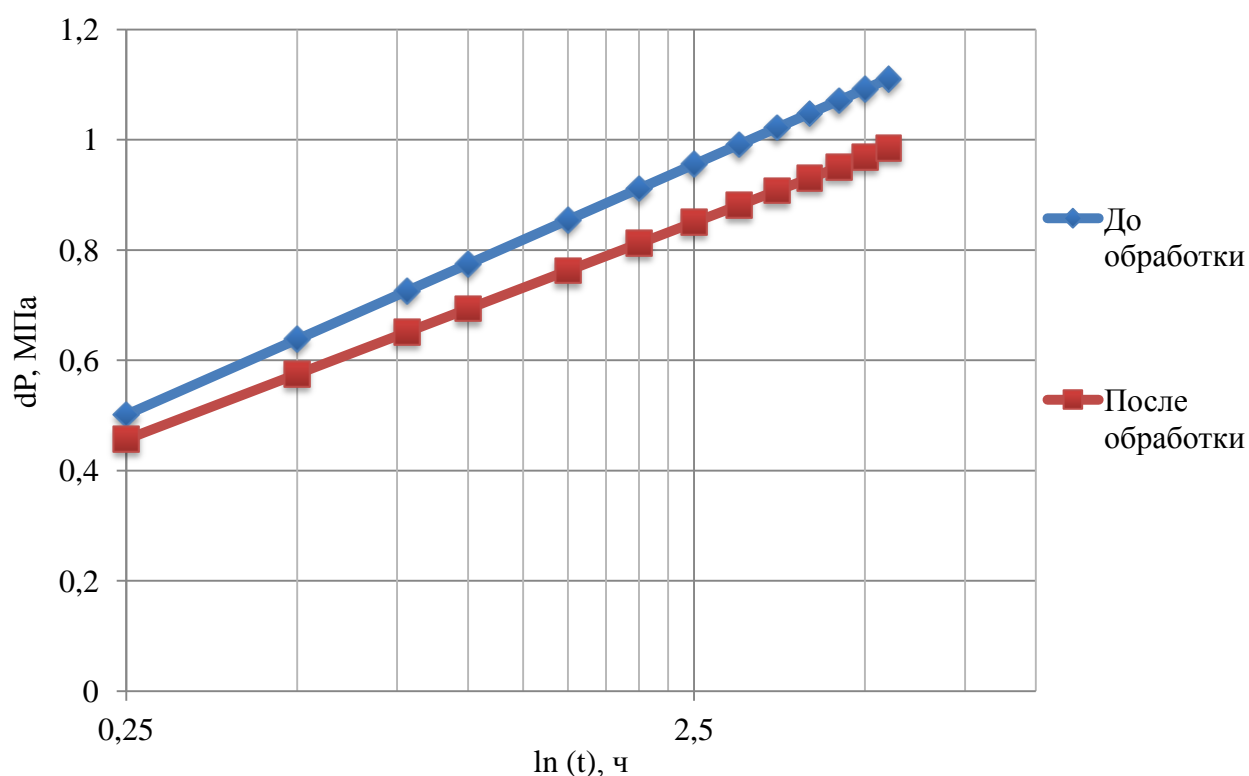


Рисунок 9 – Сравнительный график КВД до и после обработки ПЗП комплексной технологией по скважине № 335 Пашнинского месторождения.

Установлено, что в результате проведения комплексной обработки ПЗП достигнуто увеличение дебита нефти и коэффициента продуктивности скважин. Среднесуточный дебитнефти скважины № 335 в результате обработки увеличился в 1,96 раза, а дебит скважины по жидкости в 1,18 раза. Таким образом в процессы фильтрации были вовлечены дополнительные объемы

малоподвижных и неподвижных запасов нефти, находящихся в зоне дренирования скважины.

Таблица 1 – Результаты интерпретации ГДИСдо и после обработки ПЗП комплексной технологией по скважине № 335 Пашнинского месторождения

Наименование показателя	Величина показателя	
	До	После
Дебит фактический (1 цикл), м ³ /сут	243	297
Коэффициент продуктивности, фактический (1 цикл), м ³ / МПа·сут	31,5	38,1
Начальная депрессия (1 цикл), МПа	7,7	7,8
Дебит фактический (2 цикл), м ³ /сут	42,5	45,7
Коэффициент продуктивности, фактический (2 цикл), м ³ / МПа·сут	5,4	5,9
Начальная депрессия (2 цикл), МПа	7,9	7,7
Пластовое давление на верхнем интервале перфорации, МПа	8,2	8,2
Пластовое давление на глубине ВНК, МПа	8,5	8,6

После проведения опытно-промысловых испытаний все обработанные скважины находились под наблюдением в течение 6 мес. Продолжительность технологического эффекта от проведенных обработок в среднем составила 4 месяца. Общие результаты промысловых испытаний приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Средние значения основных показателей работы скважин за период 6 мес. со дня обработки

Номер скважины	До обработки			После обработки		
	Дебит жидкости, м ³ /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Дебит жидкости, м ³ /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %
806	46,2	2,6	95,0	45	4,7	85,0
335	19,4	1,6	93,5	23,0	3,15	81,5
203	3,5	1,5	48,0	3,3	2,7	26,5

Результаты промысловых испытаний подтверждают эффективность применения ИЭР в качестве водоизолирующего агента и определяют перспективность проведения дальнейших исследований в области разработки и совершенствования рецептур технологических жидкостей на основе инвертных эмульсий.

Основные выводы

1. По результатам сравнительного анализа технологической эффективности применения физико-химических методов интенсификации добычи нефти, показано, что для условий разработки трещиновато-пористых, кавернозных пластов наиболее эффективным является комбинирование нескольких методов воздействия на пласт. В условиях высокой обводненности нефтегазоносных пластов, методы не обладающие возможностью ограничения водопритоков к забою добывающих скважин не позволяют вовлечь в разработку средне- и низкопроницаемые зоны пласта.

2. По результатам лабораторных исследований различных составов кислотных композиций проведена оценка их растворяющей способности, совместимости кислотных составов с пластовой водой и жидкостями глушения скважин, термостойкости, вероятности образования вторичных осадков и особенности взаимодействия растворов с загустителями. Показано, что наибольшей растворяющей способностью обладают кислотные составы с добавками многоатомных спиртов, катионных и неионогенных ПАВ. Совместимость этих составов с пластовой водой и жидкостями глушения – хорошая, образования вторичных осадков в пластовых условиях – не наблюдали. Подобраны загустители для солянокислотных составов. Наиболее эффективными загустителями оказались: Эмультал; Кокамид ДЭА; раствор Кокамид ДЭА + Этиленгликоль; раствор Кокамид ДЭА + Глицерин.

3. Лабораторные исследования водоизолирующих свойств ИЭР позволили установить оптимальное соотношение компонентов раствора, интервалы изменения вязкости ИЭР при добавлении до 20 % масс. минерализованного раствора CaCl_2 (плотностью 1120 кг/м^3). Вязкость такого раствора достигает $8300 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

4. Разработана технология комплексного воздействия на призабойную зону карбонатных и терригенных коллекторов со смешанной пустотностью. Определены критерии подбора скважин под комплексную обработку ПЗП и перечень необходимой информации по объекту разработки для проектирования

технологии. Сформирована инструкция, устанавливающая очередность выполнения технологических операций, вид и количество единиц техники, оборудования необходимого для проведения обработки ПЗП по комплексной технологии.

5. Проведены опытно-промышленные испытания комплексной технологии ИДН на основе применения ИЭР и кислотной композиции на 3 добывающих скважинах Пашнинского нефтегазоконденсатного месторождения. Получен технологический эффект увеличения среднесуточного дебита скважин по нефти в 1,7 раза и снижении обводненности продукции на 12%. Продолжительность технологического эффекта - 4 месяца.

Основные результаты диссертационного исследования опубликованы в следующих научных трудах:

в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:

1. Исследования кислотных составов ЗАО НПФ «Бурсинтез-М», предназначенных для интенсификации добычи нефти / Кореняко А.В., Игнатов А.Н., Сергеев В.В. и др. // ВНИИОЭНГ. Нефтепромысловое дело.–2014. № 9.– С. 24-31.

2. Лабораторные испытания кислотных составов для обработки скважин с карбонатными и терригенными коллекторами / Зейгман Ю.В., Сергеев В.В. // ВНИИОЭНГ. Нефтепромысловое дело. – 2015. № 6.– С. 39-45.

3. Опытное-промышленное внедрение комплексной технологии интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов / Зейгман Ю.В., Сергеев В.В. //ВНИИОЭНГ. Нефтепромысловое дело. – 2015. № 8.– С. 32-37.

в других изданиях:

4. Sergeev V. Intensification of oil production based on invert-emulsion solution with simultaneous use of acid composition // SPE-174619-MS / OnePetro – 2015. URL: <http://dx.doi.org/10.2118/174619-MS>.

5. Sergeev V. Enhanced oil recovery on the basis of invert-emulsion solution with simultaneous use of acid composition // EAGE / EarthDoc – 2015. URL: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=82504>.

6. Патент РФ. Способ обработки призабойной зоны пласта / Сергеев В.В.: заявитель и патентообладатель Сергеев В.В. - № 2014151177/03(081971), заявл. 17.12.2014 г.; положительное решение ФИПС о выдаче патента РФ на изобретение от 02.03.2016 г.