

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

Мардашов Дмитрий Владимирович



КОМПЛЕКСНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН
ПРИ ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ИХ
ЭКСПЛУАТАЦИИ

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук

Научный консультант:
доктор технических наук, профессор
Рогачев М.К.

Санкт-Петербург – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ГЛАВА 1 ОСОБЕННОСТИ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ	17
1.1 Особенности глушения добывающих скважин в осложненных условиях их эксплуатации.....	17
1.2 Обзор месторождений нефти и газа России с осложнениями процесса глушения скважин	21
1.3 Классификация и область применения технологий глушения нефтяных скважин в осложненных условиях	23
1.4 Отечественный и зарубежный опыт применения современных технологий глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации	30
1.4.1 Отечественный опыт	31
1.4.2 Зарубежный опыт.....	40
1.5 Применение механических защитных комплексов, как альтернатива процессу глушения скважины.....	43
1.6 Применение специализированных программных комплексов и оборудования при проектировании и сопровождении процесса глушения скважины	49
1.7 Выводы по Главе 1	53
ГЛАВА 2 КОМПЛЕКСНЫЙ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ (НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРОМ)	56
2.1 Комплексный анализ эффективности глушения скважин по данным геолого-промыслового материала	57
2.1.1 Методика комплексного анализа	57
2.1.2 Результаты многофакторного анализа эффективности глушения скважин	60
2.1.3 Результаты анализа причин повторных глушений скважин	67
2.2 Комплексный анализ данных геофизических исследований, сейсмоки и геомеханики при прогнозе успешности глушения скважин	73
2.2.1 Анализ данных специальных геофизических исследований скважин	73
2.2.2 Анализ данных сейсмоки	83
2.2.3 Анализ данных геомеханики	87
2.2.4 Обобщение комплексного анализа данных геофизических исследований, сейсмоки и геомеханики.....	96

2.3 Выводы по Главе 2	97
ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ФИЗИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССОВ ГЛУШЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН	100
3.1 Лабораторно-методический комплекс для исследования технологических жидкостей глушения нефтяных скважин	100
3.1.1 Организационно-техническое обеспечение лабораторных исследований	100
3.1.2 Программа проведения лабораторных исследований	103
3.1.3 Методика физико-химических исследований	105
3.1.4 Методика реологических исследований	111
3.1.5 Методика исследований блокирующих свойств	117
3.1.6 Методика фильтрационных исследований	120
3.1.7 Методика исследования газодерживающих свойств	141
3.1.8 Методика геомеханических исследований	148
3.2 Разработка блокирующих эмульсионных и полимерных составов для глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом	153
3.2.1 Разработка реагента-эмульгатора гидрофобно-эмульсионных составов и изучение области его эффективного применения	153
3.2.2 Разработка блокирующего гидрофобно-эмульсионного состава	159
3.2.3 Разработка блокирующего полимерного состава	177
3.2.4 Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях карбонатных пород-коллекторов и аномально низкого пластового давления ..	184
3.3 Результаты геомеханических исследований	199
3.4 Выводы по Главе 3	203
ГЛАВА 4 ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ	207
4.1 Гидравлическая модель течения технологической жидкости по стволу скважины	207
4.1.1 Обзор реологических моделей технологических жидкостей и основных законов их течения	207
4.1.2 Численное моделирование течения технологических жидкостей по стволу скважины	210
4.2 Математическая модель фильтрации технологической жидкости в призабойную зону пласта с трещинно-поровым типом коллектора	224
4.2.1 Анализ особенностей фильтрации жидкости в трещинно-поровом коллекторе	224

4.2.2 Численное моделирование процесса фильтрации неньютоновских жидкостей и флюидов в призабойной зоне пласта с трещинно-поровым типом коллектора.....	227
4.2.3 Методика оценки давления раскрытия трещин пласта-коллектора при изменении забойного давления.....	237
4.3 Моделирование процесса глушения скважины в условиях трещинно-поровых пород-коллекторов с использованием разработанных алгоритмов и методик	242
4.4 Разработка специализированных программ для сопровождения процесса глушения скважин в осложненных условиях.....	257
4.4.1 Программа для подбора и расчета основных параметров жидкостей глушения скважины при подземном ремонте	259
4.4.2 Программа для подбора фракционного состава мраморной крошки для блокирующей углеводородной жидкости глушения нефтяной скважины в условиях трещинно-порового коллектора	262
4.4.3 Программа для расчета технологических параметров закачки жидкости в скважину на основе реологических данных	264
4.4.4 Программа для моделирования активации естественных трещин при глушении скважин	269
4.5 Выводы по Главе 4	271
ГЛАВА 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	274
5.1 Анализ области эффективного применения разработанных блокирующих составов	274
5.2 Описание технологий глушения нефтяных скважин с применением разработанных блокирующих составов.....	276
5.2.1 Технология глушения скважин с использованием блокирующих эмульсионных составов.....	276
5.2.2 Технология глушения скважин с использованием блокирующих полимерных составов.....	280
5.2.3 Технология глушения скважин с использованием блокирующих составов с наполнителем	284
5.2.4 Комбинированная технология глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации	289
5.2.5 Технология глушения скважин с использованием кислотных эмульсионных составов.....	290
5.3 Разработка модели клапана-отсекателя для подземного ремонта скважины.....	292

5.4 Разработка нормативной документации по сопровождению процесса глушения скважин в осложненных условиях их эксплуатации	296
5.4.1 Разработка инструкций по проведению контроля параметров блокирующих эмульсионных и полимерных составов при глушении нефтяных скважин.....	296
5.4.2 Разработка регламента по глушению нефтяных скважин в условиях карбонатных коллекторов и высокого газового фактора.....	298
5.4.3 Разработка инструкции по применению инвертно-эмульсионного раствора с микрокальцитом.....	300
5.5 Результаты промысловых испытаний разработанных технологий глушения скважин	300
5.5.1 Результаты промысловых испытаний эмульсионных блокирующих и отклоняющих составов.....	300
5.5.2 Результаты промысловых испытаний блокирующего эмульсионного состава с наполнителем	301
5.6 Технико-экономический анализ эффективности глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации	304
5.7 Выводы по Главе 5	309
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	312
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	314
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	316
ПРИЛОЖЕНИЕ А Справка о внедрении эмульгатора обратных водонефтяных эмульсий «ЯЛАН Э-1» в промышленное производство	348
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Титульный лист технических условий на эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий «ЯЛАН-Э2»	349
ПРИЛОЖЕНИЕ В Справка о внедрении технологии глушения скважин с использованием блокирующей обратной водонефтяной эмульсии (в период обучения в аспирантуре)	350
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Акт внедрения в ООО «Газпромнефть-Оренбург» инструкций по проведению контроля параметров блокирующих составов «ИЭР» и «БК».....	351
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Акт промысловых испытаний технологии кислотной обработки добывающих скважин с гидрофобно-эмульсионным составом-отклонителем	352
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Справка о применении в ООО «Газпромнефть НТЦ» методик проведения лабораторных исследований по подбору жидкостей глушения скважин для нефтяных месторождений ПАО «Газпром нефть»	353
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Справка об использовании математических алгоритмов расчета параметров процессов глушения при разработке учебно-тренажерного комплекса по текущему и капитальному ремонту скважин.....	354

ПРИЛОЖЕНИЕ И Патент на изобретение РФ № 2359002	355
ПРИЛОЖЕНИЕ К Патент на изобретение РФ № 2414290	357
ПРИЛОЖЕНИЕ Л Патент на изобретение РФ № 2736671	359
ПРИЛОЖЕНИЕ М Патент на изобретение РФ № 2757626	360
ПРИЛОЖЕНИЕ Н Патент на изобретение РФ № 2749773	361
ПРИЛОЖЕНИЕ П Патент на полезную модель РФ № 204950	362
ПРИЛОЖЕНИЕ Р Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020615706.....	363
ПРИЛОЖЕНИЕ С Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020616170.....	364
ПРИЛОЖЕНИЕ Т Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020615617.....	365
ПРИЛОЖЕНИЕ У Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020613106.....	366
ПРИЛОЖЕНИЕ Ф Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2022621272.....	367
ПРИЛОЖЕНИЕ Х Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2022621227.....	368

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Значительная часть нефтяных месторождений России характеризуется повышенной обводненностью добываемой продукции, пониженным пластовым давлением, высоким газовым фактором, снижением продуктивности скважин, а также увеличением степени износа подземного оборудования. Данные осложнения требуют значительных затрат на применение передовых технологий для поддержания требуемого уровня добычи углеводородов, которые, как правило, реализуются с помощью текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС). При этом увеличивается не только частота, но и сложность подземных ремонтов. В результате роста числа ремонтных работ будет увеличиваться и количество подготовительных мероприятий, сопровождающихся глушением скважин, либо применением механических защитных устройств. Вследствие этого задача сохранения естественных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород призабойной зоны продуктивного пласта (ПЗП) для современной нефтегазодобывающей промышленности является одной из наиболее актуальных.

К сожалению, традиционные методы глушения скважин, применяемые на подавляющем большинстве разрабатываемых месторождений и основанные на использовании водных растворов солей, оказывают существенное негативное воздействие на ФЕС пород-коллекторов ПЗП. Используемые сегодня блокирующие составы для глушения скважин не всегда обеспечивают надежную изоляцию и защиту ПЗП, особенно в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД), высокого газового фактора, повышенной естественной и искусственной (вследствие гидравлического разрыва пласта (ГРП)) трещиноватости, высокой неоднородности пласта и т.д. Несоответствие свойств применяемых жидкостей глушения геолого-промысловым и технологическим условиям скважин, как правило, приводит к различным негативным последствиям в виде значительного поглощения жидкости глушения скважин (ЖГС) продуктивным пластом, газопроявления, формирования обводненной зоны с модифицированной фазовой проницаемостью и др. В итоге данные негативные последствия могут привести к необходимости повторного глушения скважины, либо увеличения объема закачиваемой в нее технологической жидкости. При этом потребуются значительные затраты средств и времени как на сам процесс глушения скважины, так и на ее освоение и последующий вывод на режим эксплуатации (ВНР). Это, в свою очередь, негативно влияет на продуктивность скважины и приводит к значительным потерям по добыче нефти из-за простоев, а также длительных сроков ее освоения и вывода на режим.

Особое внимание следует уделять процессу глушения добывающих скважин на месторождениях с карбонатным коллектором, что является актуальным по причине того, что на

данных объектах приходится все чаще сталкиваться с такими проблемами, как поглощения технологических жидкостей пластом и газопроявление.

В связи с этим работа, направленная на создание научно-методических основ проектирования процесса глушения нефтедобывающих скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях их эксплуатации, а также разработку эффективных рецептур жидкостей глушения и технологий их применения, является актуальной задачей для нефтегазовой отрасли. Решение этой задачи непосредственно связано с анализом геолого-физических и технологических особенностей разработки нефтяного месторождения, изучением процессов движения жидкостей глушения в системе «скважина – ПЗП», а также механизмов их воздействия на ФЕС пород-коллекторов. Работы в этом направлении ведутся на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Санкт-Петербургского горного университета в рамках Ведущей научной школы «Повышение нефтеотдачи пласта» на протяжении более чем 17 лет под руководством и при непосредственном участии автора.

Степень разработанности темы исследования

На различных этапах развития нефтегазовой отрасли в изучение физико-химических, гидродинамических и геомеханических процессов, происходящих в ПЗП при эксплуатации скважин в осложненных условиях и их глушении перед подземным ремонтом, существенный вклад внесли: Антониади Д.Г., Ахметов А.А., Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Глушенко В.Н., Гуськова И.А., Зейгман Ю.В., Ибатуллин Р.Р., Кендис М.Ш., Михайлов Н.Н., Орлов Г.А., Позднышев Г.Н., Рогачев М.К., Рябоконе С.А., Салимов О.В., Силин М.А., Телин А.Г., Токунов В.И. и многие другие ученые.

В результате проведенных работ разработано большое количество рецептур жидкостей глушения и технологических схем их применения. В то же время при проектировании работ по глушению скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях их эксплуатации, как правило, отсутствует комплексность подхода, основанного на геологическом, геомеханическом, гидродинамическом и физико-химическом обосновании процессов, происходящих в системе «скважина – ПЗП». В сложившихся условиях качество проведения работ по глушению скважин ухудшается, что приводит к существенному снижению технико-экономической эффективности всего комплекса ремонтных мероприятий.

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» по пунктам 2 «Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и

техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода» и 3 «Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов».

Цель работы – повышение эффективности глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях их эксплуатации (аномально низкое пластовое давление, трещинно-поровые карбонатные коллектора, высокий газовый фактор) на основе комплексного моделирования процессов, происходящих в системе «скважина – ПЗП», а также параметров технологий глушения и свойств применяемых жидкостей.

Для достижения поставленной в диссертационной работе цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. Проанализировать мировой опыт глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях их эксплуатации.
2. Разработать методику многофакторного анализа причин повторного глушения скважин.
3. Разработать метод комплексного анализа геолого-промыслового материала с целью выдачи рекомендаций по проектированию и сопровождению процесса глушения скважины.
4. Разработать лабораторно-методический комплекс для проведения экспериментальных исследований блокирующих составов различного типа для глушения нефтяных скважин.
5. Разработать новые химические реагенты и технологические жидкости для глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации.
6. Изучить механизмы действия разработанных блокирующих составов на породы-коллекторы различного типа, установить области их эффективного применения.
7. Создать научно-методические основы проектирования работ по глушению нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации.
8. Разработать комплексную систему сопровождения процесса глушения нефтяных скважин с использованием численного моделирования процессов, происходящих в системе «скважина – ПЗП».
9. Разработать модель механического устройства для сохранения ФЕС продуктивного пласта в процессе проведения подземного ремонта.
10. Провести опытно-промысловые испытания разработанных технологий глушения нефтяных скважин.

11. Оценить технологический и экономический эффект от применения разработанных технологий глушения скважин.

Идея работы

Комплексное моделирование и разработанные технологии глушения нефтяных скважин, основанные на совмещении направленного регулирования фильтрационных характеристик ПЗП перед подземным ремонтом путем использования разработанных гидрофобизирующих эмульсионных и блокирующих полимерных составов с контролем режима их закачки в скважину и продавливания в ПЗП с учетом ее геолого-физических и геомеханических параметров, позволяют повысить эффективность данного процесса в осложненных условиях разработки месторождения.

Объектом исследований диссертационной работы является система «скважина – ПЗП» при глушении нефтяных скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях их эксплуатации (аномально низкое пластовое давление, трещинно-поровые карбонатные коллектора, высокий газовый фактор), а **предметом исследований** – закономерности физико-химических, фильтрационных, гидродинамических и геомеханических процессов, происходящих в объекте исследований.

Исходя из вышесказанного, **актуальной задачей** является реализация комплексного подхода к моделированию физико-химических, фильтрационных, гидродинамических и геомеханических процессов, протекающих в системе «скважина – ПЗП» при глушении нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации.

Научная новизна работы:

1. Предложена комплексная модель планирования и сопровождения технологий глушения нефтедобывающих скважин в осложненных условиях их эксплуатации (аномально низкое пластовое давление, трещинно-поровые карбонатные коллектора, высокий газовый фактор), обеспечивающая взаимосвязь между геологическими, геомеханическими и технологическими параметрами процессов, влияющих на эффективность данного мероприятия.

2. Установлены механизмы – гидрофобизирующий и кольматирующий (с образованием вязкого экрана в фильтрационных каналах или твердого экрана на их входе), характер и степень влияния разработанных эмульсионных и полимерных составов на фильтрационные характеристики терригенных и карбонатных пород-коллекторов, позволяющие осуществлять направленное регулирование их фазовых проницаемостей с целью сохранения, восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП при глушении скважин перед подземным ремонтом в различных геолого-физических и технологических условиях разработки нефтяных месторождений.

3. На основе результатов лабораторных фильтрационных и реологических исследований, а также по данным численного моделирования процесса глушения нефтяной скважины установлены зависимости изменения проницаемости матрицы и давления раскрытия трещин карбонатных пород-коллекторов от напряжений, действующих на них при фильтрации жидкостей с ньютоновским и неньютоновским характером поведения (соответственно – традиционно используемых жидкостей глушения скважин на водной основе и разработанных эмульсионных и полимерных составов).

Теоретическая значимость работы заключается в создании научно-методических основ проектирования технологий глушения нефтедобывающих скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях их эксплуатации (аномально низкое пластовое давление, трещинно-поровые карбонатные коллектора, высокий газовый фактор) с использованием предложенного комплексного моделирования, обеспечивающего взаимосвязь между геологическими, геомеханическими и технологическими параметрами процессов, влияющих на эффективность данного мероприятия, и с учетом установленных механизмов, характера и степени влияния жидкостей различного химического и компонентного состава на фильтрационные характеристики терригенных и карбонатных пород ПЗП, что вносит определенный вклад в теорию разработки нефтяных месторождений.

Практическая значимость работы:

1. Создан современный лабораторно-методический комплекс, оснащенный высокотехнологичным оборудованием и специально разработанными экспериментальными стендами (Приложение Н), для проведения исследований по разработке новых и подбору существующих технологических жидкостей различного типа при моделировании процессов глушения и освоения скважин. Разработанный комплекс апробирован совместно с ООО «Газпромнефть НТЦ» в условиях ряда месторождений (ЮЛТ Приобского, Вынгапуровское, Вынгаяхинское, Восточный участок Оренбургского, Новопортовское, Велебит, Мокрин), разрабатываемых ПАО «Газпром нефть» (Приложение Е).

2. Разработан и внедрен в промышленное производство совместно с ООО «Синтез-ТНП» эмульгатор обратных гидрофобных эмульсий ЯЛАН-Э2 (Приложение А), синтезированный на основе растительных масел и аминов (патент на изобретение РФ № 2414290, Приложение К).

3. Разработаны технологические жидкости для глушения скважин, установлена область их эффективного применения:

- блокирующий (ОВНЭ) и интенсифицирующий (ОКНЭ) эмульсионные составы, стабилизированные разработанным эмульгатором ЯЛАН-Э2 (патент на изобретение РФ № 2359002, Приложение И);
- блокирующий полимерный состав БПС (патент на изобретение РФ № 2757626,

Приложение М);

- блокирующие полимерный (БПС-МК) и эмульсионный (ОВНЭ-МК) составы с мраморной крошкой (патент на изобретение РФ № 2736671, Приложение Л).

4. Ряд разработанных технологий глушения нефтяных скважин нашел промышленное применение:

- при глушении 290 добывающих скважин месторождений Западной Сибири (Покачевское, Северо-Покачевское, Южно-Покачевское, Урьевское, Нивагальское) с использованием блокирующего состава ОВНЭ, разработанного совместно с ООО «ОТО», сокращены сроки вывода скважин на режим эксплуатации, увеличены их дебиты по нефти и снижена обводненность добываемой продукции (Приложение В);
- применение гидрофобно-эмульсионного состава, стабилизированного разработанным эмульгатором ЯЛАН-Э2, в качестве состава-отклонителя при интенсификации притока 5-ти добывающих скважин на Сосновском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» привело к снижению их обводненности и увеличению дебитов (Приложение Д).

5. Предложена комплексная система сопровождения процесса глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации, основанная на численном моделировании процессов течения и фильтрации ЖГС в системе «скважина – ПЗП». Данная система реализуется с помощью запатентованного комплекса специализированных программ ЭВМ и баз данных (Приложения Р, С, Т, У, Ф, Х).

6. Результаты диссертационной работы использованы при составлении нормативных документов для сопровождения процесса глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации:

- технических условий «Эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий «ЯЛАН-Э2» (ТУ 2458-001-22650721-2009 от 20.08.2010), разработанных и утвержденных совместно с ООО «Синтез-ТНП» (Приложение Б);
- инструкций по проведению контроля параметров блокирующего биополимерного состава «БК» и блокирующего эмульсионного состава «ИЭР», разработанных совместно с ООО «Газпромнефть-Оренбург» и ООО «Газпромнефть НТЦ» (апробированы и внедрены на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения) (Приложение Г);
- проекта технологического регламента по глушению нефтяных скважин в условиях карбонатных коллекторов и высокого газового фактора (совместно с ООО «Газпромнефть НТЦ» и ООО «Газпромнефть-Оренбург»);
- инструкции по применению состава ИЭР+МК (совместно с ООО «ВETERАН»).

7. Разработана модель забойного клапана-отсекателя с целью сохранения ФЕС ПЗП при подземном ремонте на скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов (патент на полезную модель РФ № 204950, Приложение П).

8. Методика гидравлического расчета течения технологических жидкостей по стволу добывающей скважины в процессе её глушения использовалась при разработке совместно с ООО «Санкт-Петербургский Инженерно-проектный центр» учебно-тренажерного комплекса по текущему и капитальному ремонту скважин (Приложение Ж).

Методология и методы исследований

Решение поставленных в работе задач осуществлялось путем комплексного подхода к анализу геолого-промысловых данных и результатов физических, численных и промысловых методов исследований: комплексного геолого-промыслового анализа эффективности глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации; лабораторных исследований по моделированию процессов глушения и освоения скважин в термобарических пластовых условиях; численного моделирования процессов течения и фильтрации ЖГС в системе «скважина – ПЗП» с использованием фундаментальных законов реологии, гидравлики и подземной гидродинамики; анализа результатов промысловых испытаний разработанных технологий.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Разработанная комплексная модель планирования и сопровождения технологии глушения нефтедобывающих скважин, учитывающая геолого-промысловые данные мест их расположения, результаты многофакторного анализа истории проведения данного мероприятия, а также результаты специальных геофизических исследований, данные сейсмоки и геомеханики, позволяет повысить эффективность глушения скважин в осложненных условиях их эксплуатации (аномально низкое пластовое давление, трещинно-поровые карбонатные коллектора, высокий газовый фактор) за счет обоснованного выбора наиболее эффективного блокирующего состава и технологии его применения в зависимости от степени геологической неоднородности участка работ.

2. Разработанный лабораторно-методический комплекс для физического моделирования процессов глушения и освоения нефтяных скважин позволяет создавать новые и исследовать существующие составы жидкостей глушения с целью определения диапазона регулирования их физико-химических, реологических, блокирующих, газодерживающих и фильтрационных параметров, а также оценки области их эффективного применения.

3. Предложенная комплексная система сопровождения процесса глушения нефтяных скважин в условиях трещинно-поровых пород-коллекторов, состоящая из трех компонентов – гидравлической модели течения технологической жидкости по стволу скважины, математической модели фильтрации этой жидкости в ПЗП и геомеханической модели

напряженного состояния трещин в ПЗП, и отличающаяся учетом закономерностей физико-химического, гидравлического и гидродинамического поведения разработанных неньютоновских эмульсионных и полимерных блокирующих составов в системе «скважина – ПЗП», позволяет регулировать свойства применяемых технологических жидкостей и режим их закачки в скважину с целью контроля устьевого и забойного давлений для предотвращения ГРП или активации естественных трещин и, как следствие, поглощений этих жидкостей пластом с последующим газопроявлением.

Степень достоверности результатов исследований подтверждена: теоретическими исследованиями с использованием методов сравнительного структурного и многофакторного анализа; результатами лабораторных исследований с использованием высокотехнологичного оборудования и специально разработанных экспериментальных стендов, позволяющих проводить исследования в условиях, максимально приближенных к промышленным; воспроизводимостью результатов экспериментальных исследований; сопоставлением результатов численного моделирования с промышленными данными; подтверждением результатов теоретических и экспериментальных исследований при опытно-промышленных испытаниях.

Апробация результатов

Основные положения и результаты работы докладывались на следующих семинарах, конференциях, сессиях и выставках: VI Международная научно-практическая конференция «Нефтегазовые технологии» и III Международный научно-практический семинар по проблемам интенсификации добычи нефти и капитального ремонта скважин (Россия, г. Самара, 2009 г.); VIII Конгресс нефтегазопромышленников «Проблемы ресурсо- и энергосбережения в технологиях освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (Россия, г. Уфа, 2009 г.); V Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия» (Россия, г. Москва, 2010 г.); Форум-выставка с международным участием «Нефть. Газ. Промышленность-2012» (Россия, г. Москва, 2012 г.); Международная ярмарка изобретений SIF-2012 (Республика Корея, г. Сеул, 2012 г.); VI Международная выставка изобретений на Ближнем Востоке IFME (Кувейт, г. Эль-Кувейт, 2013 г.); Региональная научно-практическая конференция «Научная сессия ученых АГНИ» (Россия, г. Альметьевск, 2013 г.); XXV Международная выставка изобретений, инноваций и технологий ITEX`14 (Малайзия, г. Куала-Лумпур, 2014 г.); Международная научно-техническая конференция «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014, 2015» (Россия, г. Октябрьский, 2014, 2015 гг.); Международный форум-конкурс молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования» (Великобритания, г. Лондон, IOM3, 2018 г.); выездная сессия для решения актуальных вопросов по операциям глушения на ВУ ОНГКМ ООО «Газпромнефть-Оренбург» (Россия, г. Оренбург, 2018 г.); VI Форум будущих лидеров Мирового нефтяного совета (Россия, г. Санкт-Петербург,

СПГУ, 2019 г.); XII Российско-Германский сырьевой форум (Россия, г. Санкт-Петербург, СПГУ, 2019 г.); II Международный научно-технический и инвестиционный форум по химическим технологиям и нефтегазопереработке «Нефтехимия-2019» (Республика Беларусь, г. Минск, 2019 г.); XI Международная научно-практическая конференция обучающихся, аспирантов и ученых, посвященная 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (Россия, г. Нижневартовск, 2021 г.) и другие.

Личный вклад автора заключается в: постановке цели и формулировке задач диссертационного исследования; обобщении мирового опыта глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом; анализе геолого-промыслового материала по глушению скважин; разработке научно-методических основ проектирования работ по глушению нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации; создании современного лабораторно-методического комплекса, оснащенного высокотехнологичным оборудованием и специально разработанными экспериментальными стендами; проведении экспериментальных исследований, анализе и обобщении полученных результатов; апробации основных положений работы; сопровождении опытно-промысловых испытаний разработанных технологий глушения.

Публикации

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 50 печатных работах, в том числе в 12 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 15 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 5 патентов на изобретение, 1 патент на полезную модель, 4 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ и 2 свидетельства о государственной регистрации базы данных.

Структура диссертации

Диссертация состоит из оглавления, введения, 5 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 360 наименований, и 19 приложений. Диссертация изложена на 368 страницах машинописного текста, содержит 196 рисунков и 55 таблиц.

Благодарности

Автор выражает искреннюю благодарность научному руководителю и консультанту профессору Рогачеву М.К., развитие идей которого, постоянное внимание и помощь способствовали выполнению работы. За содействие в проведении экспериментальных исследований и консультации автор выражает искреннюю признательность заведующему научно-исследовательской лабораторией физико-механических свойств и разрушения горных

пород Ильинову М.Д., а также специалистам Научного центра геомеханики и проблем горного производства Горного университета.

Автор с благодарностью оценивает итоги совместной работы и поддержку при апробации и внедрении результатов диссертационного исследования специалистов предприятий ООО «Синтез-ТНП», ОАО «ОТО», ООО «Газпромнефть НТЦ», ООО «Газпромнефть-Оренбург», ООО «ВETERАН», ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и ООО «ИПЦ СПб», в первую очередь, Нелькенбаума С.Я., Стрижнева К.В., Румянцеву Е.А., Гумерова Р.Р., Гвретишвили Т.Т., Балдину Т.Р., Маринина И.А., Сусленникова М.М.

Особую благодарность автор выражает всем сотрудникам родной кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Горного университета за поддержку и помощь в подготовке диссертационной работы.

ГЛАВА 1 ОСОБЕННОСТИ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

1.1 Особенности глушения добывающих скважин в осложненных условиях их эксплуатации

Процесс глушения добывающих скважин является важным технологическим этапом, предшествующим проведению их подземного ремонта. Учитывая высокую частоту проведения ремонтных работ (в среднем 1 ремонт в 1-1,5 года), а также необходимость воздействовать на ПЗП технологическими жидкостями, данному процессу необходимо уделять особое внимание [162].

Главной целью процесса глушения скважины является создание условий для безопасного выполнения ремонтных работ, которые должны проводиться при отсутствии риска возникновения газонефтеводопроявления (ГНВП) [13]. Предотвратить данный риск можно двумя способами: физико-химическим (применение ЖГС); механическим (применение забойных клапанов-отсекателей). На современном этапе развития нефтегазовой отрасли наибольшее распространение получил первый способ. Механический же способ имеет ряд ограничений, которые сдерживают его широкомасштабное применение [246, 247, 249].

Как показывает промысловый опыт, в качестве жидкостей глушения традиционно используют подтоварную воду и водные солевые растворы (хлориды натрия (NaCl), кальция (CaCl₂), калия (KCl) и др.) по причине их дешевизны, доступности и легкости в приготовлении и применении. Однако применение данных растворов является одной из основных причин ухудшения (зачастую необратимого) фильтрационных характеристик ПЗП из-за неизбежного их контакта с породой-коллектором и пластовым флюидом. При этом степень негативного воздействия данных ЖГС на ФЕС ПЗП зависит как от количества операций по глушению, так и от технологических и геологических условий разработки месторождения [29, 104, 139, 172, 190, 233, 237, 249, 293, 303, 331].

Глушение добывающих скважин перед проведением ремонтных работ на месторождениях, разрабатываемых в осложненных условиях, как правило, не ограничивается применением традиционных водно-солевых растворов. Причиной этому являются различные осложнения (поглощения и газопроявления), возникающие из-за АНПД, трещинно-порового типа породы-коллектора, высокого газового фактора, сложной конструкции скважины и др. В свою очередь данные осложнения приводят к увеличению продолжительности глушения добывающих скважин и сроков вывода их на режим эксплуатации, снижению их продуктивности и дополнительным затратам [77, 114, 124, 155, 162, 164, 177, 171, 227, 228, 275, 359].

Данная проблема может быть усугублена в случае возникновения дополнительных технико-технологических осложнений в виде:

- наличие двух и более продуктивных интервалов с различными пластовыми давлениями;
- наличие открытого и протяженного горизонтального участка ствола скважины;
- оборудование скважин забойными пакерами;
- проведение на скважинах ГРП и/или массивованных солянокислотных обработок (СКО);
- наличие в пластовом флюиде агрессивных компонентов (сероводорода и/или углекислого газа) [162, 169, 281].

Так анализ, проведенный авторами работ [10, 12, 107, 128, 153, 189, 233, 250], показал, что большинство крупнейших месторождений России сегодня находятся на поздней стадии разработки, первоочередной проблемой которых при ремонте скважин являются поглощения технологических жидкостей по причине АНПД. Риск поглощения технологических жидкостей пластом возрастает при глушении скважин, вскрывших горные породы с высокой проницаемостью, трещиноватостью и наличием в них крупных каверн и каналов. В связи с этим применение традиционных водно-солевых растворов и инвертно-мицеллярных дисперсий для глушения скважин становится не пригодным. Это в первую очередь связано с невозможностью регулировать в широком диапазоне значения их плотности и вязкости, что в условиях АНПД является одним из важных факторов. Игнорирование этого факта приводит к возникновению проблем, связанных с поглощениями и необходимостью дополнительного воздействия на ПЗП, что в итоге приводит к дополнительным расходам средств и времени. При этом исследователи также отмечают интересный факт, связанный с тем, что применение вышеуказанных технологических жидкостей в условиях АНПД приводит к их поглощению в сильно дренированные зоны перфорации, при этом после глушения скважины наблюдаются газопроявления из менее дренированных интервалов. В дальнейшем в данной работе будут представлены результаты изучения данного механизма относительно карбонатных трещинно-поровых пород-коллекторов на одном из нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) России с АНПД.

В свою очередь интенсивные поглощения жидкостей глушения скважин пластом вызывают ухудшение фильтрационных характеристик ПЗП по причине [124, 165, 174, 276]:

- формирования обводненной зоны в районе забоя скважины;
- изменения фазовых проницаемостей ПЗП;
- коагуляции пор пласта твердыми, нерастворимыми в воде и нефти частицами;

- набухания глинистых частиц пород-коллекторов при контакте с водной фазой ЖГС и т.д.

Следствием этого является повышение сроков освоения скважин и вывода их на доремонтный режим эксплуатации. Так согласно данным, представленным в работе [128], применение водно-солевых растворов жидкостей глушения скважин на ряде месторождений Западной Сибири приводит к увеличению времени освоения скважин на срок до 5 суток, а времени вывода их на режим – до 40-50 суток. В итоге это приводит к недобору по нефти в среднем около 400-600 тонн на одну скважино-операцию по ремонту. Авторами работы [128] также отмечается, что в случае глушения скважин с низкопроницаемыми коллекторами, часто доремонтные режимы работы скважин и вовсе не достигаются.

В случае разработки месторождения на режиме истощения пластовой энергии проблемы, связанные с поглощениями ЖГС, обостряются еще в большей степени. Так по данным [18, 19] в результате снижения пластового давления по сеноманским скважинам Уренгойского НГКМ на 60-70 % и некорректного подбора жидкостей глушения наблюдалось снижение дебитов газоконденсатных скважин на 60-63 %, а газовых скважин – на 20 %. Глушение каждой третьей скважины сопровождалось повторными циклами из-за поглощений, в результате чего объемы используемых водно-солевых и глинистых растворов в 3-4 раза превышали скважинные объемы, что в итоге приводило к увеличению сроков освоения скважин до 2-20 суток. При этом расчетный срок вывода скважин на режим эксплуатации доходил до 200 суток и более. Применение на данном месторождении в качестве БС гидрофобных эмульсий также не решило проблему с поглощениями.

Аналогичные проблемы наблюдаются также и при глушении добывающих скважин на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении с карбонатным коллектором и АНПД, где с целью глушения некоторых скважин приходится использовать объемы технологических жидкостей на порядок, превышающие внутренний объем скважины.

По данным [93] опыт применения блокирующих составов повышенной вязкости, а также с наполнителем-кольматантом в различных геолого-технологических условиях разработки месторождений показал следующие основные причины ограничения применения этих жидкостей:

- сложность приготовления БС на промысле с требуемыми физико-химическими параметрами при отсутствии специального нефтепромыслового оборудования (смесителей, миксеров, эжекторов, лопастных мешалок для ввода наполнителей кольматантов и гомогенизации высоковязких суспензий);
- повышенная стоимость применяемых БС, что ограничивает область их применения до высокодебитных скважин;

- ограничения по применению БС в газовых скважинах с АНПД и в скважинах, фонтанирующих за счет энергии растворенного газа, из-за сложностей освоения данных скважин без применения спецтехники (гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ)).

На современном этапе развития технологий контроля поглощения при глушении скважин и проведении ТКРС все больше внимания уделяется осложнениям, связанным с ГРП. Это связано в первую очередь с ростом количества скважин, на которых причиной поглощения технологической жидкости является наличие высокопроводящих трещин ГРП. Данный вид осложнений обостряется в большей степени при одновременной эксплуатации скважиной двух и более продуктивных пластов с разными ФЕС и значениями пластовых давлений [7, 8, 134, 221].

Необходимо также учитывать тот факт, что у скважин с ГРП возникает достаточно большой дренированный объем в трещинах разрыва (особенно после беспропантного кислотного ГРП на месторождениях с карбонатным типом коллектора), который способен вмещать и поглощать достаточно большие объемы технологических жидкостей (в несколько раз превышающие внутренние объемы скважины) в условиях постоянного долива при ТКРС. В итоге снижаются фазовые проницаемости по нефти и ухудшаются ФЕС ПЗП, что приводит к существенному увеличению сроков вывода скважин на режим эксплуатации (до 20 сут и более) [99, 256].

Поэтому актуальной проблемой нефтегазовой отрасли является предотвращение поглощений технологических жидкостей пластов перед проведением ТКРС при сохранении естественных фильтрационных свойств ПЗП после глушения скважины и последующего ее ремонта. В связи с этим очевидными являются и требования, предъявляемые к блокирующим составам ЖГС [39, 47, 53, 183, 245, 322]:

1. Надежное, с точки зрения безопасности проведения дальнейших ремонтных работ, глушение скважины, особенно в условиях АНПД, высокого газового фактора, ГРП, многопластовых залежей и наличия опасных примесей в составе углеводородов.
2. Успешное глушение скважины с минимальным количеством циклов и объемов применяемых технологических жидкостей.
3. Минимальное время освоения скважины после ремонта.
4. Минимальное время вывода скважины на доремонтный режим эксплуатации.
5. Сохранение, восстановление, либо улучшение фильтрационных характеристик ПЗП.
6. Доступность компонентов и оптимальность соотношения «цена-качество».
7. Технологичность в приготовлении и низкая стоимость утилизации.
8. Исключение загрязнения окружающей среды и негативного воздействия на рабочий персонал.

По единодушному мнению всех исследователей фильтрация ЖГС в пласт (за исключением специальных случаев) должна быть минимальной, процесс удаления фильтрата или самой жидкости не должен быть затруднен при пуске скважины в эксплуатацию, а процент восстановления проницаемости коллектора по нефти должен быть максимальным [196].

При этом очевидным является необходимость комплексного подхода к решению проблем сохранения и восстановления фильтрационных характеристик ПЗП при глушении скважин перед их подземным ремонтом. Комплексность подхода должна заключаться в следующем:

1. Научно обоснованный выбор жидкостей глушения, основанный на результатах лабораторных экспериментальных исследований, проведенных в условиях, максимально приближенных к промысловым.

2. Анализ опыта глушения скважин с применением различных технологических жидкостей на исследуемом месторождении или на месторождениях со схожими геологическими и технологическими условиями эксплуатации.

3. Математическое моделирование процессов закачки жидкостей глушения в скважину и продавливания их в ПЗП (при необходимости) с целью предотвращения осложнений (поглощения и газопроявления) и оптимизации объемов применяемых технологических жидкостей в сторону их уменьшения.

1.2 Обзор месторождений нефти и газа России с осложнениями процесса глушения скважин

Согласно данным [99] в ООО «РН-Юганскнефтегаз» имеется достаточно большая группа крупных месторождений, на которых наблюдается поглощение технологических жидкостей при глушении и промывке скважин, приводящее к увеличению сроков освоения и вывода их на режим эксплуатации, а также снижению дебита, что в итоге приводит к существенному недобору нефти. В большинстве случаев это является следствием применения ГРП из-за низких ФЕС пород-коллекторов, наличия двух и более объектов эксплуатации, а также повышенного содержания глинистого материала в составе цемента продуктивных пластов. К числу таких месторождений относятся: Приобское, Приразломное, Угутское, Восточно-Сургутское, Асомкинское, Мало-Балыкское, Омбинское и др.

Так, например, при глушении скважин на Приобском нефтяном месторождении нижний продуктивный пласт АС12 поглощает технологическую жидкость, а из располагающегося выше АС10 прорывается газ, насыщая собой столб ЖГС и, тем самым, снижая давление на забое скважины, что в итоге приводит к ГНВП. В результате возникают сложности с расчетом необходимой плотности применяемой ЖГС, обеспечивающей необходимое противодействие на пласт с учетом баланса «минимальная репрессия – отсутствие поглощений и проявлений» [99].

В ООО «РН-Пурнефтегаз» к месторождениям с осложненными многопластовыми скважинами можно отнести Комсомольское, Тарасовское и Восточно-Янгтинское [85].

На одном из самых крупных континентальных нефтяных месторождений в России, месторождении имени Романа Требса, разрабатываемом ООО «Башнефть-Полюс» (входит в структуру ПАО «НК «Роснефть»), подготовка скважин к ремонту сопровождается большой потерей жидкостей глушения и наличием рисков появления на устье газов. Это связано с высокими глубинами залегания продуктивных пластов (наблюдается значительный перепад пластового давления) и их сложнопостроенной структурой (карбонатные коллектора с высокой степенью трещиноватости), а также высоким значением пластовой температуры (более 90 °С) [54].

В ПАО «Газпром нефть» среди месторождений с высоким газовым фактором, осложняющим процесс глушения скважин, можно выделить следующие: Вынгапуровское, Ярайнерское, Новогоднее, Урманское, Восточно-Мессояхское, Западно-Мессояхское, Новопортовское, Оренбургское месторождения.

Так согласно данным [84, 191] процесс глушения нефтяных скважин на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ) характеризуется двумя основными проблемами:

- поглощением призабойной зоной продуктивного пласта технологических жидкостей, что приводит к их повышенному их расходу;
- прорывами углеводородного газа в ствол скважины, что приводит к насыщению технологической жидкости газом и, как следствие, к снижению противодавления на пласт.

На участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения компании ПАО «Газпром» при глушении газовых скважин проблема, связанная с поглощениями технологических жидкостей пластом и последующими газопроявлениями, особенно актуально по причине работы продуктивных залежей на режиме истощения пластовой энергии. В результате возникает необходимость закачки в призабойную зону скважины больших объемов воды с целью оттеснения газа от забоя с дальнейшим блокированием ПЗП высоковязкой технологической жидкостью. При этом освоение скважин сопровождается необходимостью задействовать комплексы ГНКТ с азотными установками.

Глушение газовых скважин перед подземным ремонтом в компании ПАО «Газпром» осложняется на ряде месторождений (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и др.) вследствие вступления их в завершающую стадию разработки, сопровождающуюся интенсивным снижением пластового давления по причине работы залежей на режиме истощения пластовой энергии. Величина пластового давления на данных месторождениях составляет от 0,5 до 0,2 гидростатического. Это приводит не только к значительным объемам поглощения

технологических жидкостей пластом, но и длительным сроком освоения и вывода скважин на режим эксплуатации [15, 49, 58, 59, 92, 120, 137].

На Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении (Республики Саха, Якутия), одном из крупнейших в Восточной Сибири как по запасам, так и по площади, одной из основных проблем является поглощение жидкостей как в процессе бурения скважин, так и при их глушении перед ремонтом. Горные породы данного месторождения, представленные терригенно-карбонатными отложениями кембрия, при тектонических нагрузках претерпевают хрупкие деформации с образованием и увеличением числа трещин. В свою очередь, поглощения технологических жидкостей продуктивным пластом могут быть связаны с пересечением стволами скважин зон развития трещин [2, 121].

1.3 Классификация и область применения технологий глушения нефтяных скважин в осложненных условиях

В период работы нефтяных скважин периодически наступает необходимость проведения подземного ремонта. Перед проведением подземного ремонта скважины необходимо провести подготовительные работы, одним из основных этапов которых является глушение. К применяемым при глушении скважин технологическим жидкостям предъявляются следующие требования [17, 47, 162, 165, 187, 249, 298]:

- достаточная плотность для обеспечения необходимого противодействия на пласт;
- незначительное проникновение ТЖ в пористую среду;
- максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- высокая устойчивость к термобарическим изменениям;
- химическая инертность к породам, составляющим коллектор;
- совместимость с пластовыми флюидами;
- ингибирующие свойства по отношению к глинистым частицам, предотвращающие их набухание при любом значении рН пластовой воды;
- способность гидрофобизировать поверхность коллектора и снижать капиллярные давления в порах пласта;
- низкое коррозионное воздействие на скважинное оборудование;
- экологическая чистота;
- доступность и относительно низкая стоимость компонентов, входящих в состав ТЖ;
- соответствие современным требованиям по охране труда рабочего персонала;
- надежность использования ТЖ на протяжении всего технологического процесса;
- технологичность в приготовлении, хранении и использовании;

- взрыво- и пожаробезопасность.

Не соблюдение вышеуказанных требований при подборе ЖГС, как правило, приводит к различным осложнениям [47, 162, 165, 251, 295, 283, 301, 324]:

- поглощение ТЖ продуктивным пластом;
- набухание глинистого материала породы вследствие контакта с фильтратом ТЖ;
- кольматация пористой среды коллектора частицами твердой фазы ТЖ и продуктами коррозии;
- образование стойких водонефтяных эмульсий в зоне контакта ТЖ с пластовыми флюидами;
- образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и малорастворимых осадков при изменении термодинамических параметров пласта;
- снижение проницаемости ПЗП по нефти в результате гидрофилизации порового пространства породы-коллектора вследствие ее контакта с фильтратом ТЖ;
- образование застойных водонефтяных зон при проявлении эффекта Жамена и др. [162].

Данные осложнения можно объединить в 4 основные группы по виду негативного воздействия ТЖ на ПЗП: гидродинамическое; механическое, физико-химическое и температурное (рисунок 1.1) [46, 308, 324].



Рисунок 1.1 – Классификация видов негативного воздействия жидкостей глушения скважин на призабойную зону пласта [46]

Согласно проведенному литературному обзору, исследования, заключающиеся в разработке новых технологий глушения скважин для требуемых условий их применения, ведутся в трех основных направлениях [46]:

- разработка традиционных жидкостей глушения, обеспечивающих требуемое давление на забое и сохранение фильтрационных характеристик ПЗП;

- разработка блокирующих составов, обеспечивающих предотвращение прорыва газа и поглощения жидкости глушения с целью сохранения фильтрационных характеристик ПЗП;
- разработка технических устройств, позволяющих проводить подземный ремонт скважин без их глушения.

К сожалению, традиционные методы глушения скважин, применяемые на подавляющем большинстве разрабатываемых месторождений, оказывают существенное негативное воздействие на породы-коллекторы, снижая их продуктивность [46].

Именно поэтому задача сохранения естественных ФЕС пласта для современной нефтедобывающей промышленности является одной из наиболее существенных ввиду ухудшения условий извлечения добываемого флюида из-за применения традиционных методов глушения скважин. Данная проблема обуславливает поиск новых и более эффективных технологий защиты продуктивных горизонтов при проведении подземного ремонта скважин. От этого во многом зависит возможность осуществления более полной выработки запасов углеводородов [46, 77].

Применяемые при глушении скважин технологические жидкости (ТЖ) можно разделить на три основные группы (рисунок 1.2) [45, 60, 61, 142, 173, 202, 196, 257, 282, 283, 304, 324, 352].



Рисунок 1.2 – Технологические жидкости для глушения скважин [45]

При глушении нефтяных и газовых скважин в условиях поглощения технологических жидкостей пластом и газопроявления используются два основных физических принципа предотвращения данных осложнений: повышение вязкости блокирующей жидкости глушения и кольтматация пор и каналов фильтрации твердыми частицами. Эти принципы реализованы в ТЖ, представляющих собой гелированные водные растворы, эмульсии и дисперсные системы с

твёрдой (суспензии) или газовой (афроны) фазами (рисунок 1.3) [113, 114, 126, 134, 192, 203-208, 211, 214, 217, 218, 243, 318, 330, 341, 355].

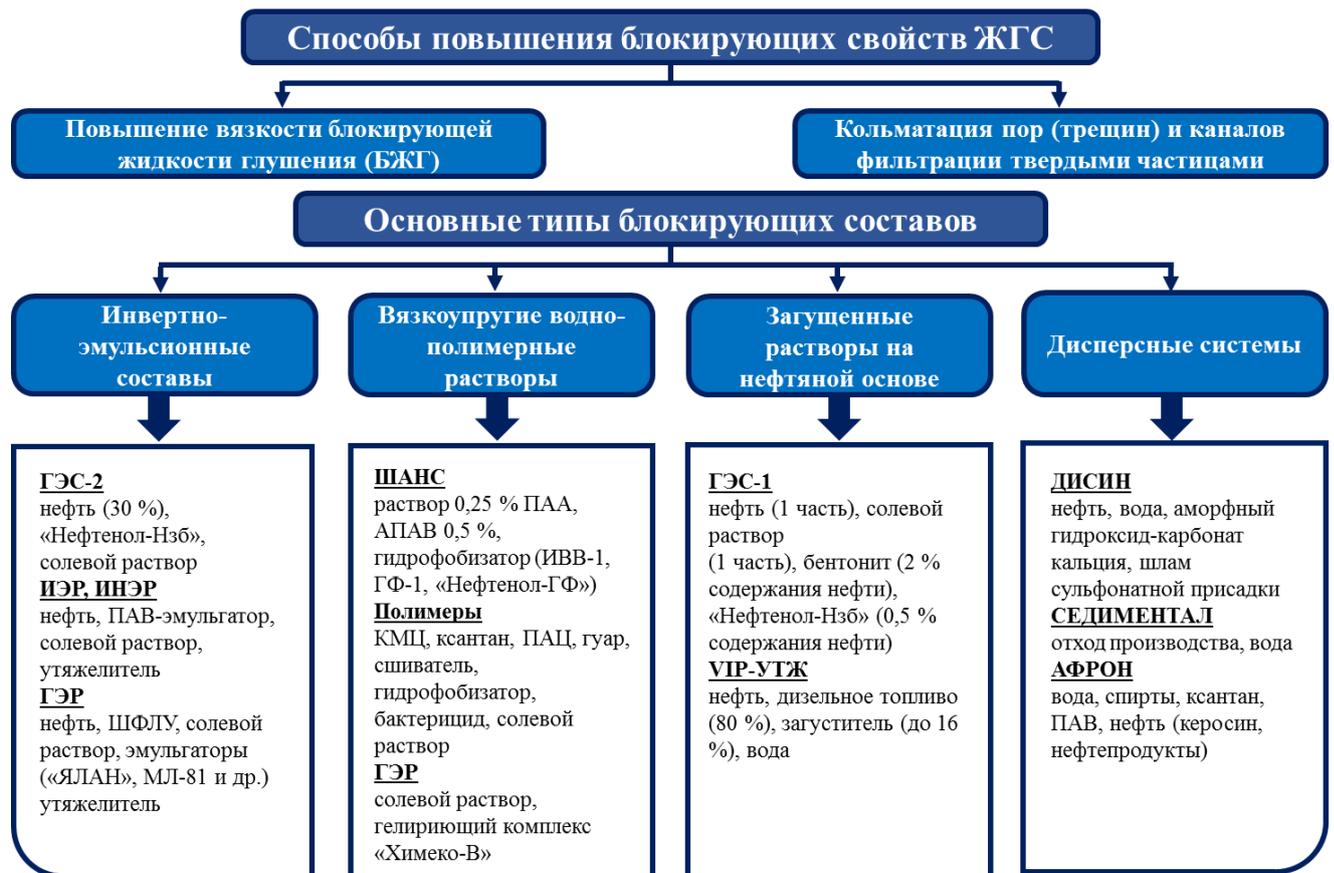


Рисунок 1.3 – Основные виды блокирующих составов для глушения скважин в осложненных условиях их эксплуатации [93, 114]

Анализ показал, что наиболее распространенными блокирующими составами являются углеводородные эмульсионные системы и вязкоупругие водно-полимерные растворы. Блокирующие свойства данных систем могут быть повышены за счет добавления в них различных кольматантов, предназначенных для создания мало- или непроницаемой корки [290, 291, 329]. Образовавшаяся корка должна легко разрушаться и вымываться из ПЗП и скважины в процессе ее освоения и вывода на режим эксплуатации. В связи с этим коркообразующий материал должен хорошо растворяться под действием пластового флюида (воды или нефти), либо кислоты [290]. В таблице 1.1 представлен перечень кольматантов, наиболее распространенных при использовании в различных технологических жидкостях при ремонте скважин [98].

Наиболее технологичным видом кольматанта является карбонат кальция (CaCO_3). Он относится к категории кислоторастворимых кольматантов, в связи с чем может быть удален из скважины за счет солянокислотной обработки. Однако необходимо учитывать, что это приводит к усложнению и, как следствие, удорожанию технологической операции по подготовке скважины к подземному ремонту [114].

Таблица 1.1 – Перечень наиболее распространенных в нефтегазовой промышленности кольматантов [7, 25, 58, 98, 299, 325, 326, 353]

Кислоторастворимые	Нефтерастворимые	Водорастворимые	Не растворимые
Доломит, мел, сидерит, алюмосиликаты, гидроксиды железа или кальция	Смолы, каучуки, продукты и отходы нефтепереработки	Соли: хлориды кальция, магния, калия, натрия. Полимеры: карбоксиметилцеллюлоза, полиакриламид, гуар, ксантан, лигнин, крахмал	Бумага, сажа, глина, бентонит, опилки, барит, шелуха риса, грецких орехов, торф, древесная мука

Согласно данным многочисленных исследований введение в состав эмульсии наноразмерных добавок гидрофобной твердой фазы позволяет повысить эффективность ее применения за счет [290, 291]:

- повышения степени сохранности коллекторских свойств продуктивного пласта при снижении расхода углеводородной жидкости;
- повышения стабильности обратной эмульсии;
- повышения теплообмена в скважине.

Согласно результатам исследований Хавкина А.Я., представленным в работе [290]: «Различная степень дисперсности частиц твердой фазы и равномерность распределения ее в объеме эмульсии (за счет перемешивания и добавления поверхностно-активного вещества) обеспечивает повышение капиллярных давлений на границе раздела фаз «вода – нефть», создают значительные сопротивления оттеснению нефти вглубь пласта под действием давления и, в конечном итоге, препятствует проникновению водной фазы в продуктивный пласт из скважины. В то же время на последующих стадиях работы скважины попавшая в призабойную зону такая эмульсия не создает особых препятствий вызову притока нефти. Она легко может быть извлечена под действием депрессии в скважине. Размеры частиц твердой фазы – не более 100 нм при количестве твердой фазы в составе обратной углеводородной эмульсии в пределах 2-5 %-масс.».

На рынке нефтесервисных услуг представлено большое многообразие жидкостей глушения, физико-химические свойства которых и область эффективного применения варьируются в широком диапазоне (таблица 1.2) [30, 62, 251, 283].

Согласно данным, представленным в таблице 1.2, полимерные, инвертно-эмульсионные, пенные и известково-битумные системы зарекомендовали себя в качестве эффективных жидкостей для глушения скважин в широком диапазоне условий проводимых работ. При этом их применение наиболее экономически целесообразно в условиях высокого газового фактора, наличия сероводорода, наличия естественной или искусственной (ранее проведенный гидравлический разрыв пласта) трещиноватости коллекторов, а также аномально низкого

пластового давления. В таком случае снижается риск возможного прорыва газа в скважину и поглощения жидкости глушения в призабойную зону пласта.

Таблица 1.2 – Область эффективного применения различных типов жидкостей глушения [17, 40, 45, 160]

Технологическая жидкость	Условия применения							
	Обводненность $\geq 60\%$	Обводненность $< 60\%$	АНПД, недокомпенсация	АВПД	Высокотемпературные пласты ($>80\text{ }^\circ\text{C}$)	Водочувствительные (глинистые) коллектора	Высокопроницаемые пласты, естественные или искусственные трещины	Газовые и газоконденсатные залежи, высокий газовый фактор ($>200\text{ м}^3/\text{м}^3$)
Водные системы								
Техническая вода	+	-	-	-	+	-	-	-
Пластовая минерализованная вода	+	-	-	-	+	+	-	-
Водные растворы неорганических солей	+	-	-	+	+	+	-	-
Глинистые суспензии	+	-	-	+	+	-	-	-
Пенные составы	+	+	+	-	+	+	-	+
Углеводородные системы								
Товарная нефть	-	+	+	-	+	+	-	-
Загущенная нефть	-	+	+	-	-	+	-	-
Блокирующие системы								
Инвертно-эмульсионные	+	+	+	+	-	+	-	+
Известково-битумные	+	+	+	+	+	+	+	+
Полимерные	+	+	+	+	+	+	+	+

Согласно данным, представленным в работах [7, 8, 327], область эффективного применения блокирующих составов определяется также величиной репрессии, зависящей в первую очередь от аномальности пластового давления:

- полимерные блокирующие составы – репрессия до 3,4 МПа, температура до 120 °С, плотность раствора до 1500 кг/м³;
- гидрофобные обратные эмульсии – низкие репрессии, температура до 80-90 °С, плотность раствора 900-1250 кг/м³;

- суспензии с наполнителями-кольматантами – репрессия до 17 МПа, температура до 150 °С, плотность раствора до 1600 кг/м³.

По данным компании ПАО «Газпром нефть» в условиях глушения скважин с интенсивным поглощением целесообразно применение методов, основанных на снижении способности жидкости фильтроваться в пласт: жидкости на полимерной основе, полисахаридные жидкости, эмульсионные растворы (в том числе с применением в их составах коркообразующих компонентов) (рисунок 1.4).

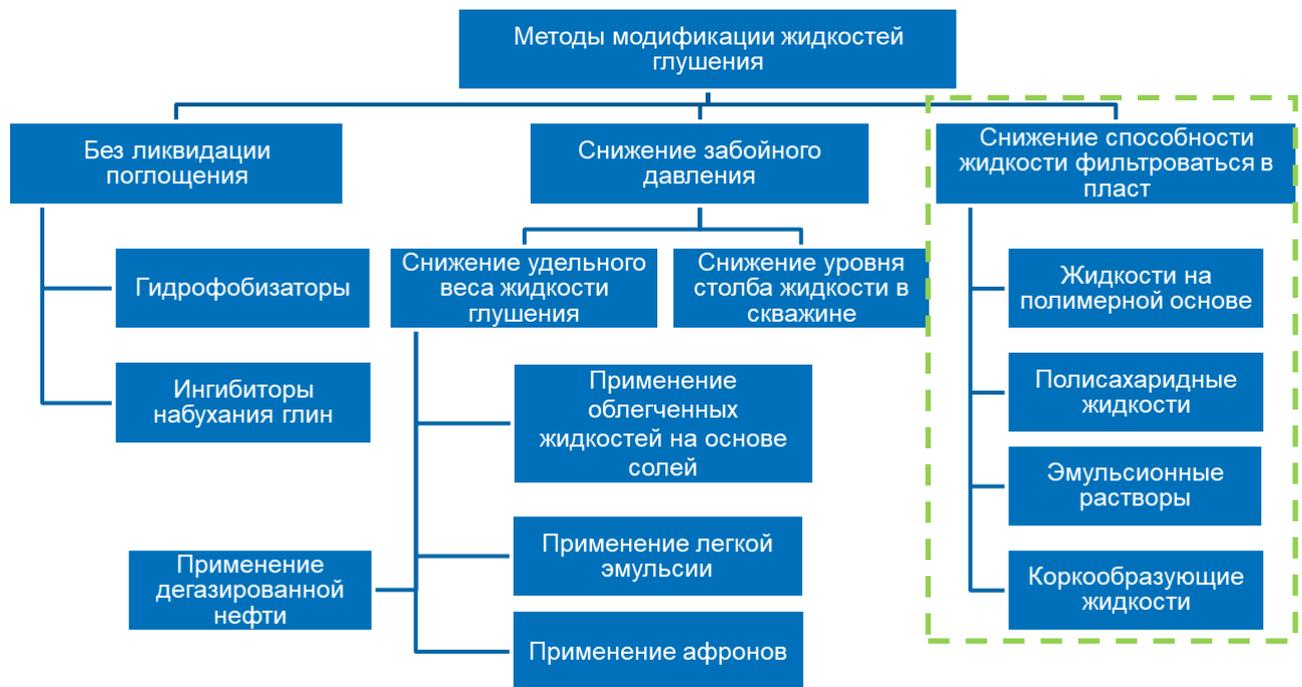


Рисунок 1.4 – Методы модификации ЖГС при глушении скважин

Довольно частое использование водных систем для глушения скважин на многих месторождениях Российской Федерации объясняется их дешевизной, технологичностью в приготовлении и легкой доступностью. По результатам многочисленных исследований установлено, что проницаемость ПЗП по нефти при использовании водных растворов ЖГС снижается на 30-60 % и более. В результате это приводит к ухудшению притока пластового флюида из удаленной зоны пласта в скважину. Освоение таких скважин занимает часто больше времени, чем сам подземный ремонт. Затягивается и вывод скважин после ремонта на запланированный дебит. Не говоря уже об увеличении стоимости проведения ремонтных работ. Предупредить поглощение ЖГС можно, снизив ее плотность до требуемых величин, достаточных для создания репрессии на пласт.

Для предотвращения негативного влияния на фильтрационные характеристики ПЗП составов на водной основе все больше внимания в России и за рубежом уделяется ЖГС на углеводородной основе. Успешность использования подобных систем обусловлена тем, что внешней дисперсионной средой в данном случае является углеводородная жидкость (нефть).

При этом в качестве дисперсной фазы могут применяться различные по составу воды, растворы кислот, щелочей, полимеров и цементов, что позволяет использовать данные системы в различных технологиях воздействия на ПЗП, обеспечивая сохранение, восстановление и улучшение фильтрационных свойств пород-коллекторов [162].

Таким образом, выбор типа и технологических параметров ТЖ должен осуществляться с учетом горно-геологических и технических условий работы скважины. Не маловажную роль при этом играет и правильное проектирование технологии проведения глушения скважины, что может способствовать предупреждению таких осложнений, как поглощение ЖГС продуктивным пластом, ГНВП, снижение продуктивности в послеремонтный период, коррозионное разрушение подземного оборудования и др. Все это в совокупности позволит предотвратить или, по крайней мере, уменьшить степень отрицательного воздействия ЖГС на продуктивный пласт [251, 283].

По результатам проведенного анализа областей эффективного применения ЖГС различного типа была разработана и запатентована программа ЭВМ «Программа для подбора и расчета основных параметров жидкостей глушения скважины при подземном ремонте» [260] (Приложение Р), описание которой представлено в разделе 4.4.1. Данная программа позволяет произвести подбор наиболее эффективного типа технологической жидкости в зависимости от заданных геолого-промысловых условий, а также произвести расчет основных параметров процесса глушения скважины.

1.4 Отечественный и зарубежный опыт применения современных технологий глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации

По итогам проведенного литературно-патентного анализа отечественного и зарубежного опыта глушения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях их эксплуатации было выделено два основных типа применяемых блокирующих составов: на водной и углеводородной основах. В результате данного анализа были разработаны и зарегистрированы следующие базы данных: «Современные технологии глушения нефтяных и газовых скважин» и «Технологические жидкости для текущего и капитального ремонта скважин» (Приложения Ф и Х). Данные базы предназначены для использования на предприятиях нефтегазовой отрасли с целью подбора наиболее эффективных технологических жидкостей, используемых при глушении нефтяных и газовых скважин перед подземным ремонтом в зависимости от геолого-промысловых условий. Базы данных содержат следующую информацию о технологических жидкостях: наименование; производитель; тип, свойства и компонентный состав; область эффективного применения; технический результат; результаты промысловых испытаний [258, 259].

1.4.1 Отечественный опыт

Блокирующие составы на водной основе

В ООО «РН-УфаниПИНефть» с целью контроля поглощения технологических жидкостей глушения скважин в условиях АНПД были разработаны и апробированы блокирующие составы БСГ-МК, БСГ-Галит и азрированный БСГ [8, 85, 98, 99]. Опыт применения БСГ-МК (БСГ-микрокальцит) в ООО «РН-Юганскнефтегаз» в 2008-2009 гг. показал высокую технологическую эффективность в одно- и многопластовых высокодебитных скважинах с многотоннажными ГРП. Согласно данным результатов глушения 324 скважин среднее поглощение технологической жидкости снизилось с 89 до 8 м³ на скважину [93, 98]. С целью снижения риска отложения кальцита в системе сбора и подготовки нефти при массовом применении технологии БСГ-МК был разработан блокирующий состав БСГ-галит, в котором в качестве твердой фазы использовался хлорид натрия в твердом виде. Данный кольтант-наполнитель растворяется при контакте с водой в процессе промывки скважины или вызове притока обводненной продукции, что позволяет исключить риск засорения ПЗП. В 2010 г. данная технология была внедрена в ряде дочерних обществ компании «Роснефть». В ООО «РН-Юганскнефтегаз» данная технология применена на более чем 2000 скважин. С целью глушения скважин в условиях АНПД был разработан азрированный БСГ с пониженной и управляемой плотностью. Насыщение БСГ с галитом внутрикомпонентным инертным газом происходит в интервале перфорации скважины и в ПЗП за счет повышения температуры выше 45 °С. Результатом успешности опытно-промысловых испытаний (ОПИ) данной технологии на одной из скважин ООО «РН-Пурнефтегаз» являлся рост устьевого давления закачки азрированного БСГ до 7,3 МПа при отсутствии поглощений при ТРС. Вывод скважины на режим при этом составил 5 сут. [8, 93].

Сравнение результатов ОПИ вышеуказанных технологий, по данным [306], показало, что применение технологии БСГ-МК в определенных условиях более эффективно по сравнению с БСГ-Галит (меньше объем поглощения раствора пластом и выше статический уровень жидкости в скважине после глушения).

В АО «Химеко-ГАНГ» совместно с РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разработан ряд жидкостей глушения на водной полисахаридной основе [79, 96, 268, 267]: полисахаридные жидкости глушения (ПСЖГ); азрированный гель («твердая пена»); эмульсионные полисахаридные жидкости глушения (ЭПСЖГ); самосмешивающиеся жидкости глушения (СЖГ).

Полисахаридная жидкость для глушения представляет собой гель, образующий прочную структуру при добавлении сшивающих агентов, что позволяет ему блокировать крупные поры и

трещины. Областью эффективного применения технологии ПСЖГ являются скважины, вскрывшие коллектора с высокой проницаемостью, трещиноватые коллектора, а также скважины после ГРП и с высоким газовым фактором. Опыт применения данной технологии в ООО «РН-Пурнефтегаз» (более 800 операций по глушению скважин за период 2002-2008 гг.) показал ее более успешное применение в сравнении с водными солевыми растворами: было отмечено увеличение дебита на 3,6 т/сут, обводненность снизилась более, чем на 0,7 %, а среднее время вывода скважины на режим эксплуатации (ВНР) составило 2,2 сут. Следует также отметить успешность глушения скважин с высоким газовым фактором (от 300 до 1000 м³/т) на Харампурском месторождении с применением состава ПСЖГ [79, 96, 188, 268, 267, 278].

Для глушения скважин с АНПД в АО «Химеко-ГАНГ» разработан аэрированный гель («твердая пена»), обладающий высокими структурно-механическими свойствами, низкой плотностью и фильтруемостью. Областью эффективного применения данной технологии являются газовые и газоконденсатные месторождения с АНПД. Промысловые испытания данной технологии успешно прошли на газовых месторождениях ООО «Оренбурггазпром» [79, 96, 188, 267, 278].

Эмульсионно-полисахаридная жидкость глушения ЭПСЖГ применяется в «поглощающих» скважинах с низким забойным давлением (газовые и газоконденсатные скважины). После глушения данной ЖГС скважины быстро выходят на режим, в том числе и малодобитные. ЭПСЖГ предотвращает нефтегазопрооявления при большом газовом факторе. Плотность ЭПСЖГ регулируется в диапазоне 750-850 кг/м³. Данная жидкость термостабильна при температурах до 90 °С [79, 96, 267].

В ООО «ПСК «Буртехнологии» (г. Пермь) разработаны вязкоупругие составы (ВУС) на основе полисахаридов для блокирования продуктивных интервалов при глушении скважин. Плотность ВУС регулируется в диапазоне от 1000 до 2000 кг/м³. ВУС обладает высокой скоростью структурообразования после его размещения в целевом интервале перфорации (открытого ствола) скважины. При этом данный состав является подвижным в процессе его закачки в скважину, имея практически нулевую фильтрацию в ПЗП и высокую прочность структуры. Данные свойства ВУС предотвращают его проникновение в продуктивные пласты с проницаемостью до 2 мкм² при репрессии 3,5 МПа. При контакте с пластовым флюидом ВУС не образует эмульсий, а также нерастворимых осадков [56].

Блокирующий ВУС обладает способностью к регулируемой деструкции. После деструкции ВУС вязкость системы снижается до 1,5-2 мПа·с, сохраняя при этом минимальную фильтрацию в пласт. За счет значительного снижения вязкости ВУС легко полностью удаляется из пласта после проведения несложных технологических приемов. Эффективность данной

технологии была доказана при глушении более 80 скважин в 1996-2003 гг. в Пермском Прикамье и Западной Сибири [56].

В научно-производственном центре «Интехпромсервис» полимерная жидкость для глушения газовых и нефтяных скважин, содержащая в своем составе: полимерный загуститель ИТПС-014 А; сшиватель ИТПС-014 Б; регулятор сшивки ИТПС-014 В (20-50 °С), либо ИТПС-016 А (60-95 °С). Таким образом, данный состав имеет термостабильность до 95 °С. Время сшивки полимера при различной температуре легко регулируется путем варьирования концентрации регулятора сшивки и может достигать 4 часов и более. Сшитая полимерная жидкость для глушения скважин подвержена полному разрушению с помощью деструктора за 2-4 часа [279].

Также в НПЦ «Интехпромсервис» для глушения скважин в осложненных условиях их эксплуатации разработана суспензионная блокирующая жидкость, приготовленная на реагентах серии ИТПС-016: бактерицид ИТПС-016 марки Д; регулятор кислотности ИТПС-016 марки А; загуститель ИТПС-016 марки В; понизитель фильтрации ИТПС-016 марки Б; хлорид кальция (до 1350 кг/м³); утяжелитель ИТПС-016 марки Г (от 1350 кг/м³); карбонат кальция крупный; карбонат кальция средний; карбонат кальция мелкий. Таким образом, данный состав представляет собой комплексную суспензию углеводных полимеров в солевом растворе определенной плотности (1030-1450 кг/м³) с использованием дисперсной фазы – карбоната кальция различного помола. Данный состав термостабилен при температуре до 95 °С [279].

В АО «Полиэкс» (г. Пермь) разработана блок-пачка ПЛАСТИРОКС, предназначенная для контроля поглощений жидкостей при глушении скважин с высокой проницаемостью пород-коллекторов, а также с АНПД в трещиноватых коллекторах. Данный состав готовится на подтоварной воде. Плотность блок-пачки ПЛАСТИРОКС изменяется в диапазоне 1000-1450 кг/м³. Блок-пачка содержит также кольматант-наполнитель, фракционный состав которого подбирается индивидуально для каждой конструкции скважины (забойного фильтра, отверстий перфорации). При этом формируемая фильтрационная корка имеет гидрофобный характер. Состав обладает высокой термостабильностью (до 120 °С), при необходимости работы на более высоких температурах возможно внесение специальных добавок. Блок-пачка ПЛАСТИРОКС технологична в транспортировке и приготовлении, так как поставляется в сухом виде, а при приготовлении достаточно стандартного цементировочного агрегата ЦА 320 [34].

В ООО «Синергия Технологий» (г. Казань) разработан полимерный блокирующий состав «Флок-СТ» марка А, предназначенный для глушения скважин с аномально низким пластовым давлением и предотвращения фильтрации жидкости глушения в пласт. Основой данного состава являются полимерные компоненты (биоразлагаемые полисахариды). Данный состав, благодаря добавлению карбонатного кольматанта (подбирается в зависимости от величины проницаемости

пород-коллекторов), образует малопроницаемую фильтрационную корку на поверхности породы. Фильтрационная корка деблокируется при освоении скважины, либо под воздействием соляно-кислотной обработки. Данная технология эффективна при катастрофических поглощениях [35, 238].

Также компанией ООО «Синергия Технологий» для повышения эффективности временного блокирования продуктивной зоны при глушении скважины разработаны блокирующие составы на углеводородной основе «Унисолт» (для температур от 0 до 75 °С) и «Унисолт-ВТ» (для температур от 75 до 110 °С). Данные составы представляют собой гелеобразную жидкость на основе органических соединений, обладающую псевдопластичными свойствами. По данным разработчиков данная технология обладает высокой блокирующей способностью (выдерживает перепад давлений 20 МПа). Деструкция данных составов может быть осуществлена с помощью кислотной обработки или промывкой углеводородной жидкостью с добавлением поверхностно-активного вещества (ПАВ). Плотность блокирующих составов регулируется в широком диапазоне – 770-1200 кг/м³ [35, 238].

В ГК «АКРОС» разработана технология щадящего глушения MEX-BLOCK, основанная на применении оптимизированной смеси полимеров и кислоторастворимых кольматантов. Областью эффективного применения данной технологии является глушение одновременно нескольких продуктивных интервалов с разным пластовым давлением, а также глушение скважин после ГРП с высокой проницаемостью в призабойной зоне. При необходимости применения данного состава при пластовых температурах свыше 100 °С производится дополнительная обработка реагентами термостабилизаторами [95].

Компанией ООО НПФ «ИнТехСервис» (г. Уфа) разработан модифицированный тампонирующий реагент для изоляции промытых зон ТРИПЗ-МВ (ТУ 2458-002-38518981-2012). Данный реагент применяется при ликвидации поглощений технологической жидкости в процессе бурения и ремонта скважин (в том числе при глушении), а также при ограничении водопритока и выравнивании профиля приемистости нагнетательных скважин. Применяется реагент ТРИПЗ-МВ в виде 3-5 %-ой (в зависимости от требуемых структурно-механических свойств) водной суспензии. Данный состав произведен полностью из отечественных материалов, что позволяет существенно снизить его себестоимость [181].

В ГК «ТЕХНОТЭК» (г. Москва) разработаны блокирующие составы БУС 11 и БУС 14, предназначенные для временной защиты ПЗП от влияния технологических жидкостей во время проведения работ по ТКРС. Данные блокирующие составы представляют собой композицию на основе полимера с ПАВ и понизителем фильтрации. Отличие марок блокирующих составов БУС 14 от БУС 11 заключается в том, что в составах серии БУС 14 присутствует

кольматант-наполнитель для создания непроницаемой фильтрационной корки с целью защиты ПЗП от технологических жидкостей и самого блок-состава [36].

Компанией АО «Ойл Сервис Технолоджи» (г. Москва) разработан раствор малой плотности на водной основе АЭРОНИК-К (ТУ 2458-010-35944370-2005) для глушения скважин с высокопроницаемыми продуктивными пластами и скважин с АНПД. При смешивании сухой смеси АЭРОНИК-К с водой образуются микропузырьки углекислого газа, обеспечивающие возможность регулирования плотности состава в широком диапазоне 570-1000 кг/м³. Готовый раствор отличается высокими показателями реологических и вязкостных показателей, а также низкой фильтрацией. Опыт глушения скважин данным раствором на нефтегазоконденсатном месторождении «Медвежье» ООО «Газпром Добыча Надым» в 2012 г. показал положительные результаты: снижен в среднем в 2 раза объем применяемой ЖГС; статический уровень жидкости в скважине находился выше в сравнении с уровнем водного раствора хлористого кальция [154].

Компания ООО «ВЕТЕРАН» (г. Бузулук) осуществляет глушение добывающих скважин в условиях карбонатного коллектора, АНПД и высокого газового фактора с применением блокирующих составов на основе биополимерной композиции (БК, БСВ) с целью предотвращения проникновения жидкости глушения в пласт. Опыт глушения нефтяных скважин на Восточном участке Оренбургского НГКМ с применением блокирующего состава БК показал более высокую эффективность данной технологии в сравнении с эмульсионными растворами. Данные биополимерные блокирующие композиции позволяют минимизировать число циклов глушения и, как следствие, повысить эффективность подготовки скважины к ремонту [80].

Компанией ООО «Башнефть-Полюс» на нефтяном месторождении Р. Требса с целью снижения степени поглощения ТЖ пластом с карбонатным коллектором успешно проведены ОПИ полимерного блокирующего состава, приготовленного с использованием гуара. Процесс приготовления состава осуществлялся с помощью цементировочного агрегата ЦА-320 в течение 45 мин. Затем блок-пачка закачивалась в кольцевое пространство скважины, после чего продавливалась в целевой интервал перфорации водным солевым раствором CaCl₂. После чего скважина на 3 часа оставлялась на технический отстой для полимеризации состава. После этого успешно производилась ее разрядка с последующим подземным ремонтом [54].

В ОАО «СевКавНИПИГаз» разработан блокирующий состав, включающий водорастворимый полимер (МС Вioхан, биополимер ХС, SEANEC– XGT, Сараксан, Камцел и другие), понизитель фильтрации (лигносульфонатные реагенты), антифриз (гликоли), органический наполнитель (закупоривающий агент). По данным лабораторных исследований разработанный блокирующий состав обладает блокирующей способностью в пределах 10-18 МПа. При этом коэффициент восстановления проницаемости искусственных кернов

составил более 96 %. Таким образом, данный состав был рекомендован для глушения скважин с АНПД на месторождениях Западной Сибири [53, 57].

Блокирующие составы на углеводородной основе

В ООО «РН-УфаНИПИнефть» с целью обеспечения устойчивой циркуляции технологической жидкости в поглощающих скважинах при нормализации забоя разработан и апробирован в ООО «РН-Пурнефтегаз» (Комсомольское, Тарасовское и Восточно-Янгтинское месторождения) гидрофобный эмульсионно-суспензионный блокирующий состав (ГБС), состоящий из водного солевого раствора необходимой плотности, нефти, водорастворимого полимера полисахаридной природы и твердой, нерастворимой в воде, фазы по технологии Liquid Control Materials (LCM) фирмы MI Swaco. При проведении ОПИ ГБС был получен положительный технологический эффект в виде восстановления циркуляции, отсутствия поглощений, росте давления в конце продавки раствора в пласт и отсутствия снижения продуктивности скважин [85].

В АО «Химеко-ГАНГ» (г. Москва) совместно с РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разработан ряд жидкостей глушения на углеводородной основе [96]: жидкость глушения ЖГ-ИЭР; жидкость глушения на основе гелирующего комплекса «ХИМЕКО-Н»; гелированные обратные эмульсии.

Жидкость глушения ЖГ-ИЭР обладает низкой фильтруемостью в пласт, сохраняя и повышая при этом продуктивность добывающих скважин. Ее плотность регулируется в широком диапазоне от 900 до 1250 кг/м³ (без твердой фазы), технология приготовления отличается простотой, в том числе в промысловых условиях. Данная технология была успешно испытана на различных месторождениях Западной Сибири (более 2500 операций глушения добывающих скважин с использованием ЖГ-ИЭР). Особенно необходимо отметить, что успешно проводилось глушение с ЖГ-ИЭР в зимнее время на скважинах Тарасовского месторождения. Опыт применения данного эмульсионного состава в 2003 г. в НГДП «Тарасовскнефть» показал увеличение дебитов скважин, снижение обводненности добываемой продукции, при этом средняя продолжительность выхода скважин на режим эксплуатации после применения ЖГ-ИЭР составила 2,8 сут. [79, 96, 188, 267, 278].

В ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» (г. Москва) разработана технология щадящего глушения добывающих скважин блокирующими пачками гидрофобно-эмульсионных составов (ГЭС) для условий АНПД и АВПД, с высокой трещиноватостью и проницаемостью карбонатных коллекторов, а также с низкопроницаемыми полимиктовыми коллекторами. Состав ГЭС стабилизирован эмульгатором собственного производства CSE-1013 (ТУ 2458-010-66875473-2013). По результатам лабораторных исследований термостабильность ГЭС

составляет 95 °С более 10 суток. Данная технология прошла успешную апробацию на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [288, 277].

В ООО «Нефтегазбурсервис» (г. Краснодар) разработана универсальная технологическая жидкость (УТЖ VIP), представляющая собой гетерогенную углеводородную дисперсную систему. Плотность УТЖ VIP регулируется в широком диапазоне (от 800 до 1180 кг/м³), имеет высокую вязкость и термостабильность (до 100 °С). Технология УТЖ VIP успешно используется при глушении скважин и вторичном вскрытии пластов на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» с 2005 года. Во всех случаях ВНР скважин после глушения УТЖ VIP составлял 12-24 ч, при этом дебит по нефти был выше ожидаемого на 10-45 %. В общей сложности было проведено более 250 скважино-операций. Также был получен положительный опыт при глушении скважин с АНПД на Уренгойском и Ябургском нефтегазоконденсатных месторождениях. При глушении скважин в условиях АНПД блокирующий эффект системы УТЖ VIP наблюдался по практически не снижающемуся статическому уровню в течение 12 часов после проведения операции. При глушении одной из скважин время нахождения раствора VIP в скважине составило 60 сут, незначительно снизился статический уровень, после чего за 1 сутки скважина вышла на расчетный режим эксплуатации [250-255, 287].

В компании ГК «АКРОС» разработана технология щадящего глушения MEX-BLOCK OB, основанная на применении обратимой инвертно-эмульсионной системы двойного действия. В качестве дисперсионной среды данной системы можно использовать любую углеводородную основу, включая дизельное топливо. Областью эффективного применения данной технологии являются скважины с карбонатными коллекторами, АНПД и открытым стволом, а также скважины, требующие последующей беспрепятственной очистки ствола от фильтрационной корки для бесперебойной добычи. Особенностью системы MEX-BLOCK OB является возможность конвертации гидрофобных условий в гидрофильные при изменении pH [95].

Компанией ООО НПФ «ИнТехСервис» (г. Уфа) разработан модифицированный тампонирующий реагент для изоляции промытых зон ТРИПЗ-М (ТУ 2458-002-38518981-2012). Данный реагент имеет широкую область эффективного применения: ликвидация поглощений; изоляция промытых зон при бурении и ремонте скважин; выравнивание профиля приемистости; ограничение водопритока и др. Технология применения реагента ТРИПЗ-М заключается в доставке его суспензии в углеводородном носителе (товарная нефть вязкостью до 20 мПа·с или дизельное топливо (ДТ)) в целевой интервал с зоной поглощения, где при взаимодействии реагента с водой образуется многофазовый, жесткий водоизоляционный экран с высокой тампонирующей (водоизолирующей) способностью. Данный реагент обладает высокой водоудерживающей способностью, седиментационной стабильностью и высокими структурно-механическими свойствами после образования блокирующих экранов. При

необходимости разрушения блокирующего экрана в ПЗП применяется деструктор реагента ТРИПЗ-М. При этом происходит нарушение связей между частицами блокирующего экрана, что приводит к его разрыхлению и значительному уменьшению в объеме [181].

Данный блокирующий состав эффективно применяется в различных геолого-физических условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений, в частности, на Астраханском газоконденсатном месторождении в условиях высокой сероводородной агрессии, высокой пластовой температуры (до 120 °С) и интенсивной трещиноватости карбонатных коллекторов [181].

В компании ООО «ВETERАН» разработан блокирующий состав ВТ-ИЭР, представляющий собой обратную эмульсию типа «вода в нефти» и состоящий из трех компонентов: нефть, вода (солевой раствор) и эмульгатор. Плотность ВТ-ИЭР может варьироваться в диапазоне от 1020 до 1270 кг/м³. Опыт применения данной технологии на Оренбургском НГКМ показал достаточно высокую эффективность в виде снижения количества циклов глушения и сокращения времени вывода скважин на режим эксплуатации до 1-2 суток [80].

Компанией ООО «Башнефть-Полюс» на нефтяном месторождении Р. Требса успешно испытана технология глушения добывающих скважин инвертно-эмульсионным блокирующим составом, стабилизированного высокотемпературным эмульгатором, и была рекомендована для применения на скважинах с запланированной продолжительностью ремонта более 5 сут. Однако область применения данных эмульсионных составов ограничена скважинами, вскрывшими пласты с пониженной проницаемостью и незначительной степенью снижения пластового давления (в связи с вероятностью поглощения данной ТЖ в пласт) [54].

Специалистами ООО «Сервисный центр СБМ» были разработаны рецептуры обратной эмульсии на углеводородной основе (1 кг/м³ регулятора рН (сода каустическая), 25 кг/м³ эмульгатора (МР-150, НРП, Полиэколь), 440 кг/м³ основы эмульсии (газовый конденсат), 75 кг/м³ регулятора ионной силы (Галит)) и блокирующего состава (1 кг/м³ регулятора рН (сода каустическая), 80 кг/м³ кольматирующего кислоторастворимого наполнителя (Полиплаг), 50 кг/м³ карбонатного утяжелителя-кольматанта (Микромарамор МР-3), 30 кг/м³ карбонатного утяжелителя-кольматанта (Микромарамор МР-4), 15 кг/м³ структурообразователя РУО (Органобентонит), 40 кг/м³ эмульгатора (МР-150, НРП, Полиэколь), 75 кг/м³ регулятора ионной силы (Галит), 520 кг/м³ основы эмульсии (дизельное топливо, нефть)). Результаты лабораторных фильтрационных исследований разработанных технологических жидкостей, проведенные на моделях сеноманского пласта, показали незначительное снижение их исходной проницаемости по газу – на 4,6 % и 0,86 %, соответственно. Результаты промысловых испытаний, проведенных на газовых скважинах Уренгойского НГКМ, показали положительный результат в виде:

сокращения времени проведения ТКРС и выхода скважин на режим эксплуатации; снижения потерь газа при освоении скважин после ремонтных работ [92].

В Уфимском государственном нефтяном техническом университете для применения в качестве жидкости глушения скважин на месторождениях с карбонатными породами (на примере Куюмбинского месторождения) разработаны составы нефтекислотных эмульсий (НКЭ) и обратных кислотных эмульсий (ОКЭ). Состав ОКЭ, в отличие от НКЭ, стабилизирован искусственным эмульгатором и включает: 20 %-ый водный раствор сульфаминовой кислоты 15 %-ой концентрации; 80 % куюмбинской нефти; 0,07 % ПАВ АФБ-9-12. Данные составы обладают не только свойствами задавочной жидкости, но и растворяющей способностью по отношению к карбонатным породам, что позволяет совместить операцию глушения скважины с обработкой ПЗП [102, 103].

Основным компонентом при приготовлении обратных водонефтяных эмульсий является реагент-эмульгатор. Среди основных отечественных реагентов-эмульгаторов обратных водонефтяных эмульсий, используемых при глушении скважин, следует выделить следующие:

- ЯЛАН-Э-1 марок 1 (для применения с нефтями плотностью от 780 кг/м^3 и выше), 2 (для применения с нефтями плотностью от 860 кг/м^3 и выше), 1А и 2А (то же, что и выше, но изготавливаются с применением нефтяных дистиллятов), 1К и 2К (представляют собой концентраты эмульгаторов марок 1 и 2) (ТУ 2458-012-2265427-2000 с изм 1, 2) и ЯЛАН-Э-2 (ТУ 2458-001-22650721-2009) марок А (для применения с нефтями плотностью от 780 кг/м^3 и выше), Б (для применения с нефтями плотностью от 860 кг/м^3 и выше) производства ООО «Синтез ТНП» (г. Уфа) [314, 312].
- ЭКС-ЭМ марок А и В (ТУ 2413-035-53501222-2003) производства АО «Полиэкс» (г. Пермь) позволяет получать устойчивые (при температуре до $70 \text{ }^\circ\text{C}$ не наблюдается расслоения на водную и органическую фазы) гидрофобные эмульсии в широком диапазоне плотностей (от 900 до 1400 кг/м^3) [313];
- НЕФТЕНОЛ НЗ марок 20, 40, 40Н (ТУ 2483-007-17197708-97, ТУ 2483-007-17197708-93) производства АО «Петрохим» (г. Белгород), имеющий область эффективного применения на месторождениях с пластовой температурой до $90 \text{ }^\circ\text{C}$ [310];
- CSE-1013 (ТУ 2458-010-66875473-2013) ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» (г. Москва) позволяет получать гидрофобно-эмульсионные составы, термостабильные при $95 \text{ }^\circ\text{C}$ более 10 суток [277];
- Алдинол-10 (ТУ 2413-001-70240705-06) производства ООО «НПП «НефтеСервисКомплект» (г. Москва) представляет собой углеводородный раствор сложных эфиров высших ненасыщенных и смоляных кислот с добавками комплексного термостабилизатора, неионогенных ПАВ [309];

- Синол ЭМ (ТУ 2413-048-484825-98) производства ООО «Скоропусковский Синтез» и НПАО НПФ «Бурсинтез-М» (г. Москва) позволяет получать эмульсионные растворы термостабильностью до 90 суток при 80 °С [311];
- ЭКСИМОЛ производства ООО «Синергия Технологий» (г. Казань) [35] и др.

1.4.2 Зарубежный опыт

Компанией M-I Swaco (США) разработана и успешно применяется технология глушения с применением БС Reablock (с применением в качестве наполнителя фракционного карбоната кальция). Механизм действия технологии Reablock заключается в создании малопроницаемой ($0,001 \text{ мкм}^2$) фильтрационной корки, состоящей из специально подобранного фракционного состава кольматанта структурообразователя и понизителя фильтрации, на поверхности породы-коллектора продуктивного пласта, либо забойного фильтра скважины. При этом БС легко разрушается при минимальном перепаде давления (депрессии) на пласт при освоении скважины. Режимы работы внутрискважинного оборудования при этом не нарушаются. При необходимости фильтрационная корка БС может быть разрушена под воздействием водного раствора соляной кислоты (рисунок 1.5) [14, 78, 87].



а)



б)

Рисунок 1.5 – Блокирующий состав Reablock: а) фильтрационная корка, сформированная на модели породы-коллектора после эксперимента на фильтр-прессе; б) процесс приготовления раствора на промысле с помощью насосного агрегата ЦА-320 [14, 78, 87]

Среди основных преимуществ БС Reablock можно выделить следующие [14, 78, 87]:

- высокая термостабильность – до 150 °С;
- применимость в условиях высоких проницаемостей пород-коллекторов – до 2 мкм^2 ;
- совместимость с пластовыми флюидами и минералами пород-коллекторов;
- применимость при глушении газовых скважин и скважин с большим газовым фактором;
- отсутствие влияния на систему внутривнепромыслового сбора и подготовки нефти;

- сохранение коэффициентов продуктивности скважин до 99 % от доремонтных;
- минимальная степень воздействия на продуктивный пласт за счет малой глубины проникновения в ПЗП;
- отсутствие в необходимости проведения обработки призабойной зоны (ОПЗ) для разрушения БС;
- технологичность в приготовлении.

При наличии интенсивных поглощений производитель рекомендует увеличить объем закачиваемого в скважину БС, либо изменить диапазон фракционного состава кольматанта-наполнителя. Одним из преимуществ блокирующего состава Reablock перед другими технологиями глушения является его способность к транспортировке в сухом виде и хорошая растворимость без остатка в промысловых условиях с использованием стандартного насосного оборудования (ЦА-320) [14, 78, 87].

Опыт применения данной технологии в России на месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), Красноярского Края, а также Урало-Поволжья при глушении более 400 скважин показал следующие результаты [14, 78, 87]:

- более чем на 80 % снижены объемы поглощений;
- достигнуты расчетные дебиты после ТКРС;
- ликвидированы поглощения с репрессией на пласт до 10 МПа;
- сокращены затраты времени на вывод скважин на режим эксплуатации.

Промысловый опыт применения БС Reablock оказался успешным в том числе и при глушении скважин в осложненных условиях эксплуатации: при коэффициенте аномальности пластового давления от 0,5 до 1,6 ед., а также при проницаемости пород-коллекторов в диапазоне 0,05-3,9 мкм².

Также компанией M-I Swaco совместно с Well Services Schlumberger разработан блокирующий состав M-Fiber, предназначенный для глушения скважин при ТКРС, а также ликвидации поглощений бурового раствора в процессе бурения в трещиноватых коллекторах. Основой данного состава является гель и волокнистая добавка. По мнению авторов данная технология эффективна при раскрытости трещин пород-коллекторов до 5 мм. В то же время данный материал способен полностью растворяться (контролируемое время деградации материала составляет от 1 дня до 8 недель). Плотность блокирующего состава M-Fiber может изменяться от 1030 до 1440 кг/м³. Состав термостабилен при пластовой температуре до 150 °С. В 2014 г. были проведены положительные поверхностные полевые испытания на скважинном сетчатом фильтре с максимальным размером щели – 0,3 мм. При испытаниях фильтр был

успешно опрессован на давлении 60 кгс/см², при этом утечки блокирующего состава отсутствовали [37].

Для повышения эффективности глушения скважин в осложненных условиях их эксплуатации разработчик рекомендует комплексировать технологию M-Fiber с Reablock.

Компанией Chevron Phillips Chemical (США) разработан закупоривающий агент Diaseal M, представляющий собой хорошо растворимую сухую смесь (плотностью в среднем 160 кг/м³) с высокой водоотдачей. Данная смесь при смешивании с водой образует седиментационно-устойчивую суспензию с высоким уровнем водоотдачи. При попадании закупоривающего агента в зоны поглощения, жидкость начинает уходить из раствора, оставляя корку на стенках зоны фильтрации. Данный метод применяется для изоляции трещин и высокопроницаемых каналов фильтрации. Быстрая фильтрация раствора приводит к возникновению фильтрационной корки, которая заполняет трещины или небольшие каверны в зоне поглощения, а не образуется на стенках скважины. Данный механизм применяется для предотвращения потерь циркуляции технологической жидкости. Закупоривающий агент Diaseal M переносится в зону поглощения (щель, трещину и др.), а вода отфильтровывается через основание трещины или поры в горную породу. Образовавшийся тампон становится твердой плотной массой (рисунок 1.6) [97].



а)



б)

Рисунок 1.6 – Блокирующий барьер, сформированный закупоривающим агентом Diaseal M:
а) внешний вид барьера после эксперимента на фильтр-прессе; б) фотография волокнистой структуры Diaseal M, сделанная при помощи микроскопа [97]

Технология Diaseal M показала высокую степень эффективности на многих месторождениях мира в процессе борьбы с катастрофическими поглощениями при бурении скважин. Опыт применения данной технологии в процессе глушения скважин на Оренбургском НГКМ также дал положительный результат, однако в процессе освоения скважин и выводе их на режим эксплуатации отмечались сложности, связанные с выносом тампонирующего материала и попаданием его в рабочие органы установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

1.5 Применение механических защитных комплексов, как альтернатива процессу глушения скважины

В целях достижения запланированных объемов добычи нефти крайне важно сохранить коллекторские свойства призабойной зоны пласта и не допустить ее кольматацию. С этой целью проанализирован перечень технологий по исключению во время ТКРС контакта жидкости глушения и призабойной зоны пласта механическим способом с применением забойных клапанов-отсекателей.

Основной целью применения клапанов-отсекателей является предотвращение перетока жидкости из надпакерного пространства в подпакерное. При этом должна быть обеспечена возможность извлечения подземного оборудования при проведении ремонта скважины без ее глушения.

Существуют различные модели клапанов-отсекателей. При этом их конструкции очень схожи. Традиционно для разобщения скважинных пространств применяются пакерные компоновки. При этом сам клапан-отсекатель предназначен для разобщения надпакерной и подпакерной зон. Как показали литературный и патентный обзоры, классифицировать клапаны-отсекатели можно по признакам, представленным на рисунке 1.7 [193, 201].



Рисунок 1.7 – Классификация скважинных клапанов-отсекателей [76, 138, 193, 201, 340]

Одними из наиболее распространенных по способу активации являются гидравлические клапаны-отсекатели. Закрытие клапана в данных моделях происходит за счет превышения порога гидростатического давления над ним, например, при росте уровня флюида из-за остановки скважины или закачке жидкости глушения в скважину. Клапаны-отсекатели данных комплексов, как правило, представлены простыми обратными клапанами или клапанами, содержащими в своей конструкции азотную камеру или специальную пружину, которые предназначены для регулирования давления закрытия и открытия. Давление азота (пружины), закачиваемого в клапан перед спуском в скважину, действует на замыкающий орган клапана с одной стороны и открывает клапан, а с другой стороны действует гидростатическое давление.

При превышении силы, создаваемой гидростатическим давлением, силы, создаваемой давлением азота (пружины), активируется замыкающий орган [193, 201].

Стандартные обратные клапана применимы лишь в условиях АНПД, поскольку в них не всегда предусмотрены запирающие механизмы, что в свою очередь несет риск возникновения аварийной ситуации и угрозы жизни рабочему персоналу в случае ГНВП. Ограниченность применения данных клапанов является их существенным недостатком. Гидравлические модели крайне чувствительны к механическим примесям, которые могут привести к несрабатыванию или неполному закрытию клапана, и в значительной степени подвержены износу, однако простота конструкции гидравлических клапанов-отсекателей делает их экономически более доступными [193, 201].

Механические клапан-отсекатели в своей конструкции наиболее сложны и разнообразны, чем гидравлические. Их основным преимуществом является применимость как в скважинах с низким, так и с высоким давлением. Данные типы устройства в основном представлены клапанами-отсекателями стингерного типа, осуществляющими перекрытие запорного элемента за счет перемещения специального патрубка, предусмотренного в конструкции клапана-отсекателя, называемого стингером. Ввиду своего конструктивного исполнения запорные элементы у клапанов-отсекателей стингерного типа не редко представлены золотниковыми устройствами, направляющими поток флюида путём смещения подвижной части относительно отверстий в поверхности, по которой она скользит [193, 201].

Гидромеханические клапана-отсекатели могут быть представлены стандартным обратным клапаном, в конструкции которого предусмотрен запирающий механизм, или более сложными конструкциями, приводимыми в действие созданием давления при помощи технологических жидкостей. Механические составляющие данных моделей, в основном, направлены на обеспечение более надежного перекрытия запорного элемента, что, в отличие от гидравлических моделей, позволяет применять их как в скважинах с АНПД, так и в скважинах с АВПД [193, 201].

Автоматические клапана-отсекатели находятся в стадии активной разработки и являются наиболее перспективным направлением, поскольку позволяют производить закрытие и открытие клапана дистанционно с помощью специальных станций управления. Основными трудностями являются организация способа передачи сигнала об открытии и закрытии клапана, а также обеспечение клапан-отсекателя автономным источником питания, который был бы способен работать продолжительный период в скважинной среде [193, 201].

Говоря о конструктивном исполнении забойных клапанов-отсекателей, следует отметить, что наиболее распространенными являются разъединяемые клапана, поскольку их конструкция позволяет извлечь запорный элемент из скважины без извлечения пакерной установки, что

невозможно осуществить в цельных клапанах-отсекателях. Таким образом обеспечивается большая сохранность целостности и герметичности колонны обсадных труб, на которую производится установка пакера [193, 201].

Клапаны-отсекатели подразделяются также на клапаны, работающие при пластовом давлении ниже гидростатического, и клапаны-отсекатели двухстороннего действия, защищающие ПЗП при любой величине пластового давления [138].

На ряде месторождений компании ПАО «Газпром нефть» были проведены опытно-промышленные испытания клапанов-отсекателей различных производителей: ООО НПФ «Октябрьский пакер», ООО «Комплекс», АО «Сибнефтемаш», ЗАО «ИПЦ Фактор-К» и ООО «Нью Тек Сервисез».

Положительные результаты были получены при испытании на Восточном участке Оренбургского НГКМ клапанов-отсекателей КЗП ДОК-146 (ООО «Комплекс»). Клапан-отсекатель является гидромеханическим оборудованием, которое устанавливается выше продуктивного пласта на 10-30 м в эксплуатационной колонне (ЭК). Перед проведением текущего ремонта скважины требуется замещение жидкости в скважине на раствор глушения и долив его при извлечении скважинного оборудования. Принцип работы данного клапана заключается в создании необходимых перепадов давления в надпакерной и подпакерной частях скважины: клапан закрывается при создании с помощью жидкости глушения давления в надпакерной зоне выше гидростатического, открытие же клапана осуществляется при снижении данного давления (например, при откачке ЖГС с помощью УЭЦН). Данный клапан-отсекатель эффективен при внутрискважинных обработках оборудования от солеотложений или АСПО. При закачке химреагента или теплоносителя клапан закрывается и весь объем технологической жидкости проходит через глубинно насосное оборудование, обеспечивая вымыв отложений. При проведении тепловых обработок появляется возможность применения нагретой технической воды вместо нефти, что может снизить стоимость тепловой обработки. Установка клапана-отсекателя возможна на скважинах с углом наклона до 89 градусов. Клапан-отсекатель применяется в скважинах с пониженным пластовым давлением. Пропускная способность КЗП – 500 м³/сут [138].

Аналогичный положительный результат был получен при испытании клапана 2ПД-КО (АО «Сибнефтемаш») в добывающей скважине Урманского месторождения. После испытаний было отмечено снижение ВНР до 2-х суток. В процессе проведения ремонтов скважин подтвердилась герметичность клапанов-отсекателей [138].

Отрицательные результаты были получены при испытании клапана-отсекателя 1ПРОК-КЗП (ООО НПФ «Октябрьский пакер») на Приобском нефтяном месторождении в 2017 г., после чего оборудование было отправлено производителю на доработку. Также не успешными

были признаны испытания клапанов-отсекателей ИРТ-500 (компания ООО «Фактор-К») и FPV «Defender» (ООО «Нью Тек Сервисез»). Причины отрицательных результатов испытаний заключались в конструктивных недоработках клапанов (1 ПРОК-КЗП), а также в несоответствии качества подготовки скважин и проведения спускоподъемных операций заявленным требованиям (ИРТ-500) [138].

В работе [340] приводятся результаты совместной работы специалистов УДНГ ЗАО «Ванкорнефть» и конструкторов компании «Halliburton», позволившей успешно использовать клапаны-отсекатели в скважинах Ванкорского месторождения. Основной задачей при выборе конструкции клапанов-отсекателей выступала конструктивная возможность проведения геофизических исследований на ГНКТ в горизонтальном стволе ниже интервала посадки пакера без его предварительного извлечения. В полной мере на момент выбора данным условиям удовлетворяли серийные клапаны-отсекатели компании «Halliburton». Однако в процессе внедрения возникли проблемы с установкой клапана-отсекателя в седло пакера G-6, связанные со сложными профилями стволов скважин и углами наклона близкими к 90 градусам.

В компании ООО НПФ «Геоник» (г. Казань) разработана компоновка ППБС-АКОС с пакером-пробкой и автоматическим клапаном-отсекателем (рисунок 1.8, а), предназначенная для обеспечения ремонтных работ без глушения скважины путем перекрытия ее ствола. Эта операция позволяет не только удешевить подготовительные к ремонту работы, но и ускорить процесс смены подземного оборудования и вывода скважины на режим эксплуатации. Производитель рекомендует применять данную компоновку на скважинах, как с низким, так и высоким пластовым давлением, а также высоким газовым фактором. Кроме этого, областью эффективного применения данного оборудования являются скважины, осложненные отложениями солей, АСПО, а также высокой вязкостью добываемой продукции, при обработке которых наблюдается поглощение промывочной жидкости. Конструктивная особенность данного комплекса позволяет проводить геофизические исследования скважины (ГИС) и геолого-технические мероприятия (ГТМ) без извлечения пакера [123].

Опытно-промысловые испытания, проведенные в 2013-2014 гг. с использованием компоновки ППБС-АКОС, были признаны успешными. Автоматическое закрытие и открытие клапана соответствовало расчетам. При наработке 360 суток клапан был извлечен из скважины в рабочем состоянии, пакер ППБС был разрушен. Таким образом, испытания были признаны успешными.

Также в компании ООО НПФ «Геоник» имеется компоновка автоматического клапана-отсекателя с перепускным клапаном ПИМ2Ф-АКОС-КП2 (смотреть рисунок 1.8, б). Отличительной особенностью данного комплекса является то, что он предназначен не только для предотвращения поглощения жидкости глушения скважины пластом, но и для проведения

операций по интенсификации добычи путем закачки в ПЗП различных технологических жидкостей через насосно-компрессорные трубы (НКТ) меньшего диаметра. Отсечение зоны вскрытия пласта осуществляется с помощью извлекаемого пакера двухсторонней фиксации ПИМ-2Ф. Данная компоновка обладает теми же преимуществами, что и вышеуказанная [123].

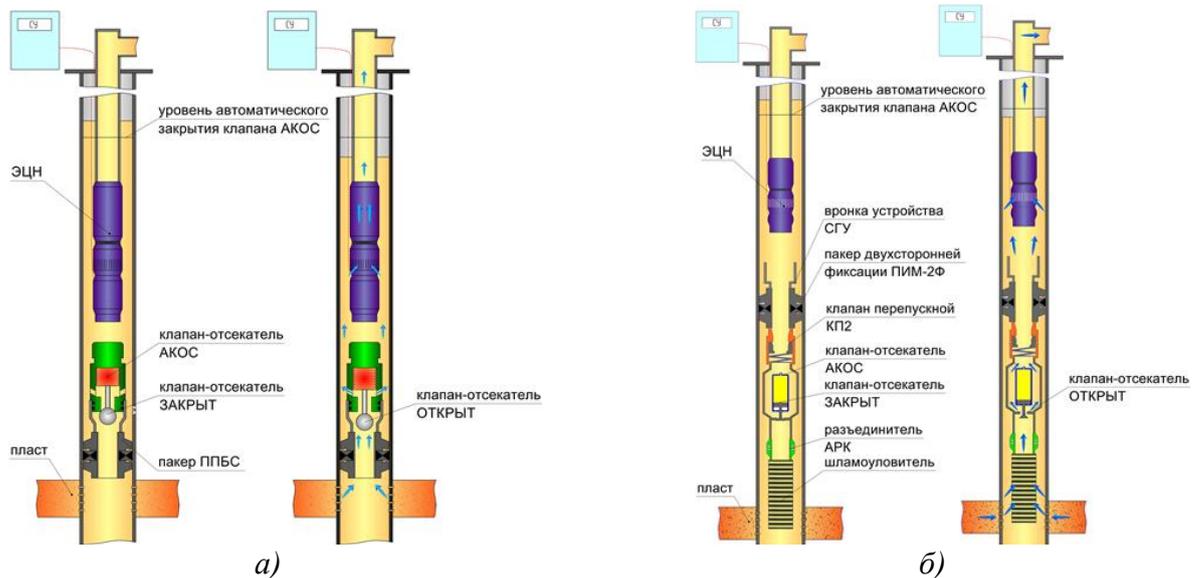


Рисунок 1.8 – Компоновки механических защитных устройств ООО НПФ «Геоник»:

а – ППБС-АКОС с пакером-пробкой и автоматическим клапаном-отсекателем;

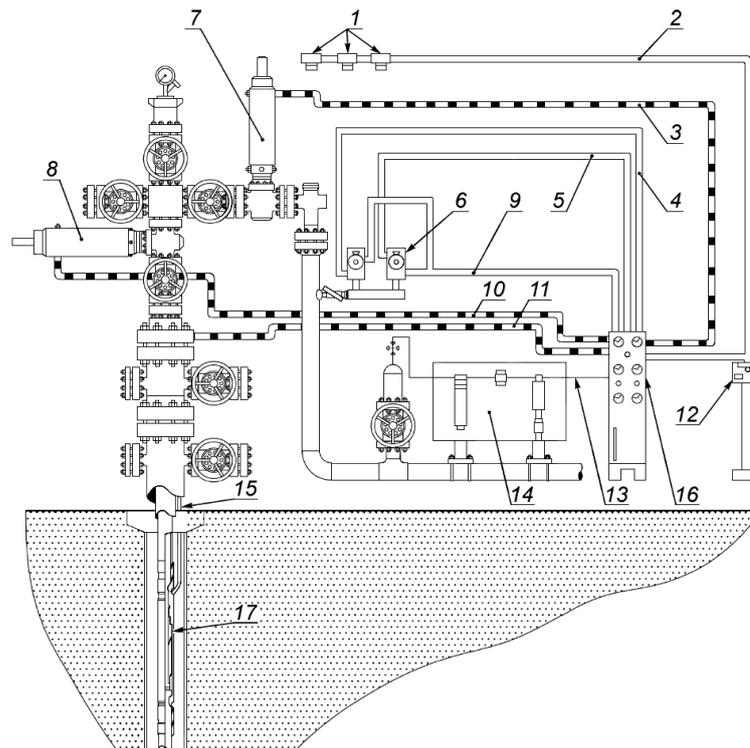
б – ПИМ2Ф-АКОС-КП2 с автоматическим клапаном-отсекателем и перепускным клапаном [123]

Анализ зарубежного опыта применения автоматических клапанов отсекающих показал их достаточно высокую степень надежности и эффективности применения даже при наличии ряда ограничений, особенно в условиях разработки месторождений углеводородов на шельфе.

Согласно [76] системы скважинных предохранительных клапанов (Subsurface Safety Valve – SSSV) при приведении в действие обеспечивают предотвращение неконтролируемого проявления в скважине. Эти системы включают скважинный предохранительный клапан, управляемый с поверхности (Surface Control Subsurface Safety Valve – SCSSV) и скважинный предохранительный клапан, управляемый (из скважины) (Subsurface Controlled Subsurface Safety Valve – SSCSV), которые позиционируются ниже устья скважины и ниже уровня земли/грязевой линии и устанавливаются/извлекаются с помощью НКТ, троса, проходных выкидных трубопроводов и их управляющих систем (рисунок 1.9) [76].

В работе [316] приводится опыт применения управляемого с поверхности предохранительного клапана (SCSSV) компанией Shell в Северном море, в частности, на месторождении Brent. В работе [356] рассматривается опыт применения подземного предохранительного клапана большого диаметра с функцией самовыравнивания (SSSV) в высокопроизводительных газовых скважинах. Также рассмотрено его внедрение в полевых условиях и выгоды от использования этих клапанов. В работе [332] представлен опыт полевых

испытаний беспроводных электромагнитных клапанов-отсекателей компании COMP на месторождениях Фиумского треста, расположенных южнее Италии.



1 – плавкие вставки; 2 – напорная линия; 3 – гидравлическая/пневматическая напорная линия к задвижке на отводящей линии; 4 – сигнал высокого давления; 5 – сигнал низкого давления; 6 – контрольная коробка; 7 – гидравлический или пневматический исполнительный механизм задвижки SSV; 8 – гидравлический или пневматический исполнительный механизм главного SSV; 9 – питание к пилотам; 10 – гидравлическое/пневматическое давление на главный клапан; 11 – гидравлическая напорная линия к SCSSV; 12 – ручное дистанционное устройство для аварийного отключения; 13 – линия питания; 14 – скруббер в сборе напорного трубопровода; 15 – гидравлическая напорная линия к SCSSV; 16 – панель управления гидравликой/пневматикой; 17 – скважинный предохранительный клапан, управляемый с поверхности (SCSSV).

Рисунок 1.9 – Пример системы скважинного предохранительного клапана, управляемого с поверхности [76]

Достаточно большое многообразие надежных механических устройств, предназначенных для предотвращения контакта жидкости глушения с ПЗП и, как следствие, сохранение ее фильтрационных характеристик в сложных геологических и технологических условиях эксплуатации скважины, делает их применение перспективным на современном этапе развития нефтегазовой отрасли, а также в будущем. Однако, широкомасштабное применение данного способа защиты ПЗП от негативного влияния технологических жидкостей на этапе глушения скважин сдерживается по следующим причинам:

1. Дороговизна применяемого оборудования (в некоторых случаях сопоставимая с 10-20 операциями глушения скважин).

2. Необходимость оснащения скважин на этапе освоения после бурения новой скважины (наиболее эффективно устанавливать данное оборудование на начальном периоде эксплуатации скважины).

3. Необходимость глушения скважины перед установкой механического устройства и его заменой.

4. Ограниченность применения: необходимость обеспечения возможности проведения ГИС и ГТМ, в том числе с применением ГНКТ.

5. Необходимость тщательной подготовки эксплуатационной колонны.

6. Недостаточно высокая степень надежности работы защитного оборудования в осложненных условиях эксплуатации скважин: вынос механических примесей из ПЗП, АСПО, агрессивные компоненты в добываемой продукции, высокие пластовые температуры.

7. Сложность конструкции и повышенные требования к качеству изготовления оборудования клапана-отсекателя и др.

1.6 Применение специализированных программных комплексов и оборудования при проектировании и сопровождении процесса глушения скважины

С целью повышения эффективности глушения скважин применяются различные системы мониторинга, позволяющие контролировать в режиме реального времени объемы, давления, температуры и расходы закачиваемых в скважину технологических жидкостей.

Так на предприятии ООО «СТК ГЕОСТАР» разработана автоматизированная система контроля процесса закачки жидкостей ГЕОСТАР-ПКРС-104. Данная система предназначена для одновременного контроля, в режиме реального времени, показаний давления, температуры, расхода (мгновенного и суммарного), плотности нагнетаемой по трубопроводу жидкости. Данная система позволяет также выдавать отчеты по измеренным параметрам в виде графиков и таблиц (рисунки 1.10-1.12) [5].

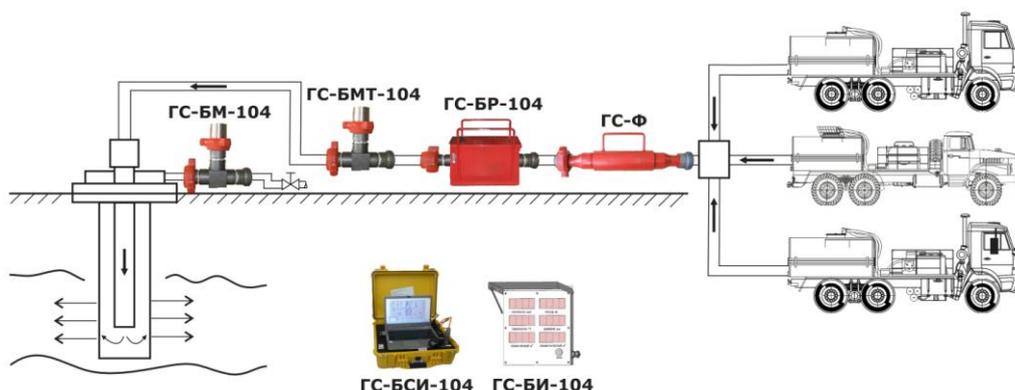


Рисунок 1.10 – Схема размещения оборудования автоматизированной системы контроля технологий ГЕОСТАР-ПКРС-104 (ООО «СТК ГЕОСТАР») [5]



Рисунок 1.11 – Внешний вид автоматизированной системы контроля технологий
ГЕОСТАР-ПКРС-104 (ООО «СТК ГЕОСТАР») [5]

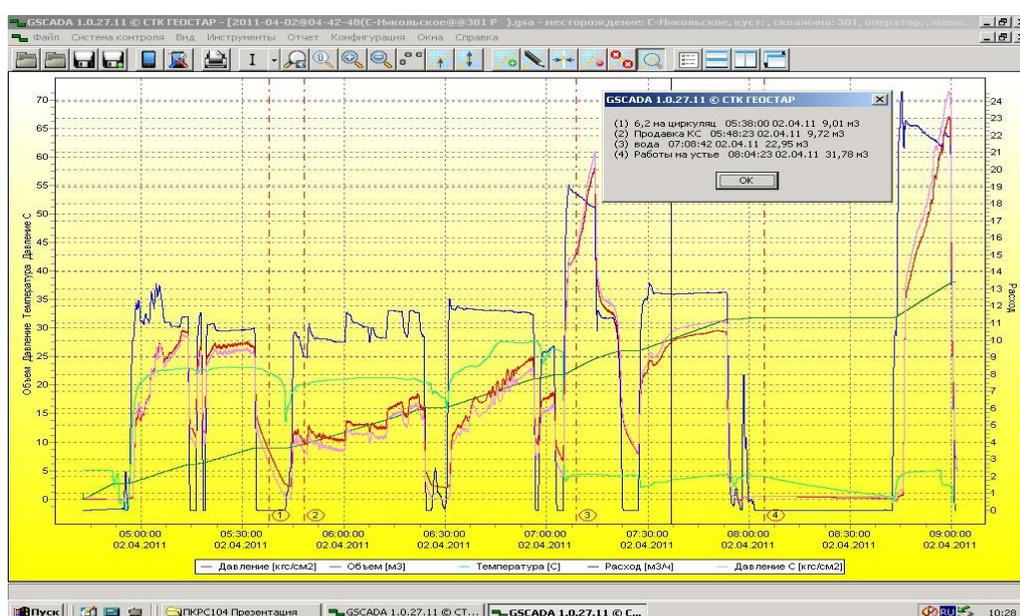


Рисунок 1.12 – Интерфейс программного обеспечения GSCADA станции ГЕОСТАР-ПКРС-104
(ООО «СТК ГЕОСТАР») [5]

При расчете оптимального объема жидкости глушения в компании ООО «СНК» используется специализированная программа «Расчет оптимальных объемов при глушении нефтяных скважин». В данной программе учитываются структурно-механические и реологические характеристики блокирующего эмульсионного состава СНК-2, геолого-физические характеристики пласта и конструкция скважины [280].

В компании ООО «Инновационные технологии» (г. Тюмень) разработана система регистрации параметров закачиваемых в скважину жидкостей [220]. Данная система относится к измерительной технике и может использоваться для измерения расхода, плотности, давления и температуры закачиваемой в скважину жидкости (рисунки 1.13 и 1.14) [220].

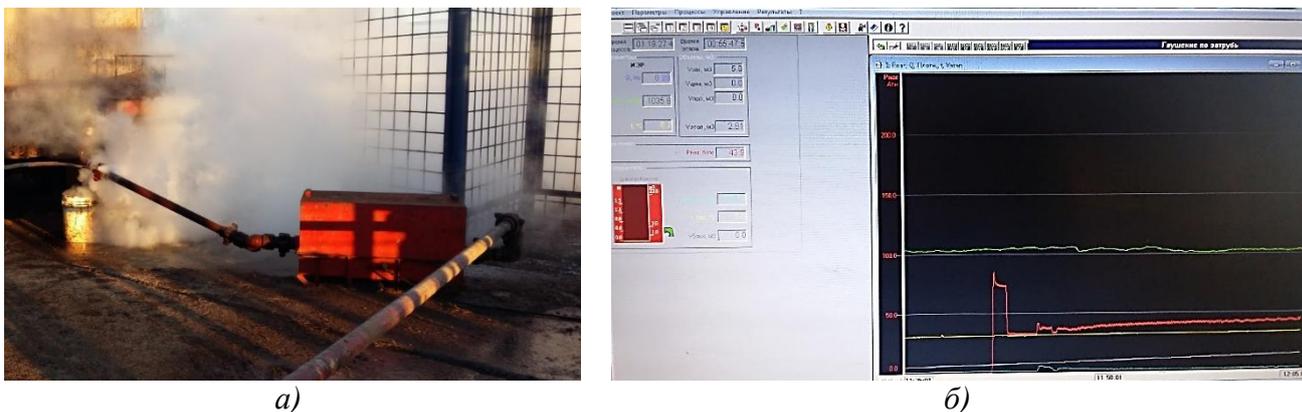


Рисунок 1.13 – Внешний вид замерной системы (а) и интерфейса программы (б) регистрации параметров закачиваемых в скважину жидкостей (ООО «ИнТех»)

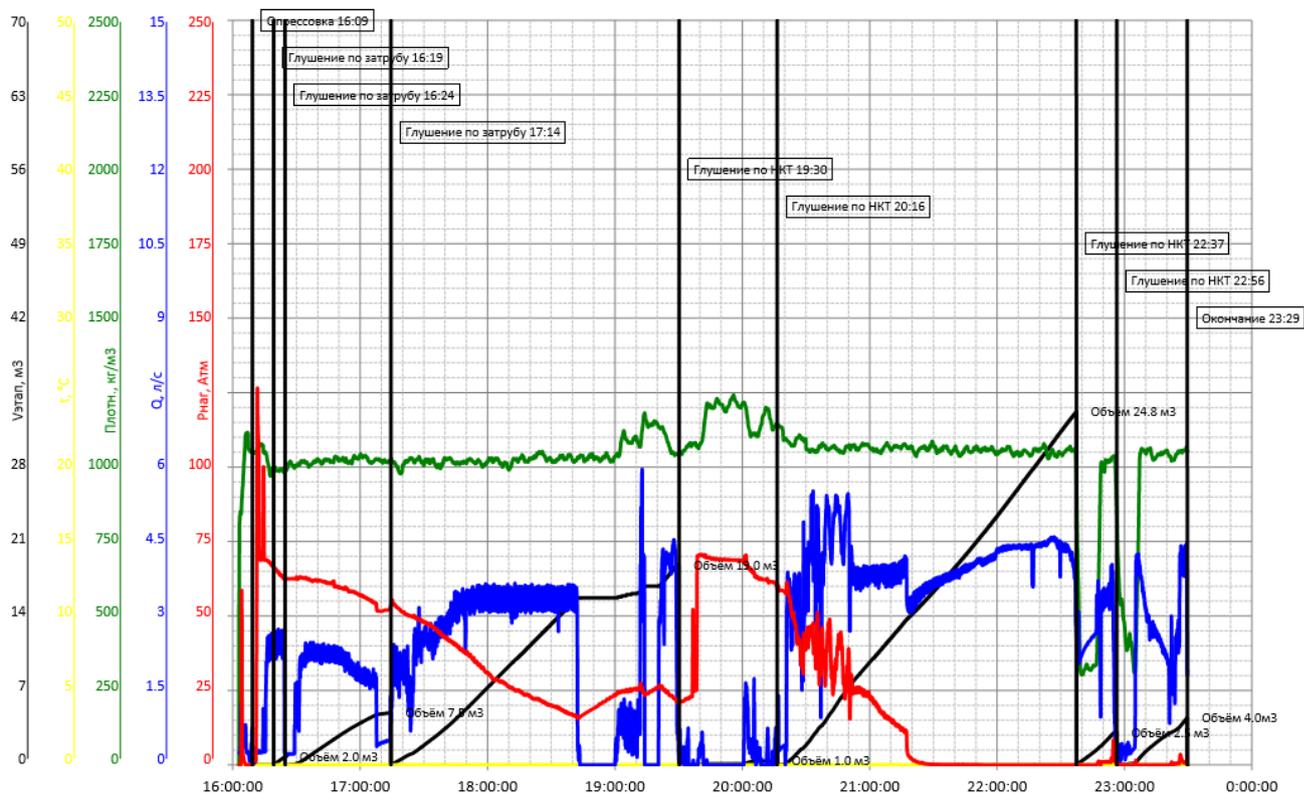


Рисунок 1.14 – Пример отчета системы регистрации параметров закачиваемых в скважину жидкостей (ООО «ИнТех») по результатам глушения скважины

Особый интерес вызывает разработанный в ООО «ИнТех» аппаратно-методический комплекс (АМК), осуществляющий мониторинг технологических показателей процесса глушения скважины в реальном времени с целью минимизации закачиваемого в скважину объема технологической жидкости за счет предотвращения ее частичного поглощения в ПЗП. Разработанная методика может применяться как при прямой, так и при обратной промывках скважины. Суть методики заключается в определении оптимального режима закачивания в скважину жидкости глушения, после чего точного его выдерживания с помощью специального оборудования. В основе программной части АМК лежит имитационная компьютерная модель процесса закачки жидкости глушения (ЖГ) в скважину, основанная на данных глушения

скважин в сложных геологических условиях Приразломного и Приобского нефтяных месторождений. В состав аппаратной части входит комплект датчиков для определения плотности, расхода давления и температуры прямого (в скважину) и обратного (из скважины) потоков жидкостей. Поступающая на компьютер от датчиков информация обрабатывается специально разработанной программой (рисунок 1.15). Заложенная в программу математическая модель позволяет определять давление на забое скважины, скорость фильтрации ЖГС и вероятную глубину ее проникновения в ПЗП. Это позволяет сделать расчет объема поглощенной пластом технологической жидкости за весь период глушения. АМК позволяет подобрать оптимальный режим закачки, минимизирующий объем закачиваемой в скважину жидкости глушения [136, 220].

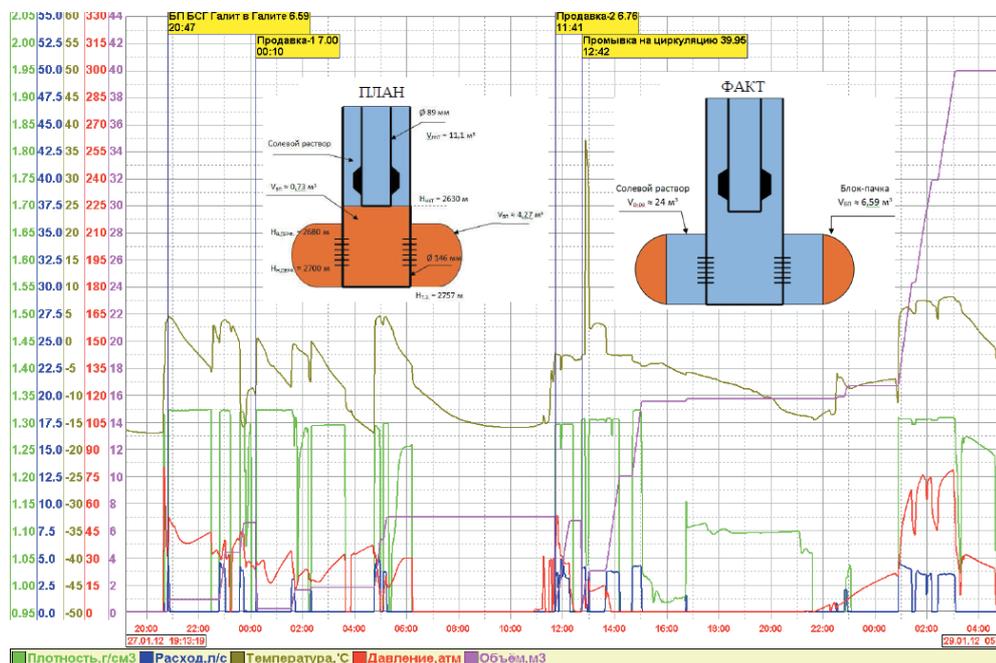


Рисунок 1.15 – Интерфейс аппаратно-методического комплекса ООО «ИнТех» [136, 220]

Компанией M-I SWACO разработан и запатентован программный пакет OptiBridge, предназначенный для точного и быстрого подбора кольматантов необходимого размера для технологических жидкостей, используемых при бурении и ремонте скважин (в том числе и при глушении скважин). Программа OptiBridge позволяет определять оптимальный состав смеси технологической жидкости на основе доступных кольматантов для эффективного закупоривания поровых каналов коллектора и предотвращения проникновения растворов в пласт (рисунок 1.16) [14, 270].

Принцип работы программы OptiBridge основан на использовании известной теории идеальной упаковки Кауффера. Суть данной теории заключается в использовании графического метода для определения оптимального гранулометрического состава используемого в блокирующей жидкости глушения скважины кольматанта в зависимости от ФЕС продуктивного пласта. В основе данного метода используется учет размеров всех пор в целевом объекте при

определении фракционного состава наполнителя-кольматанта, необходимого для полной блокировки всех поровых каналов. С помощью данной программы оценивается максимальный размер пор, проницаемость и/или размер забойных фильтров, после чего полученные данные сопоставляются с информацией о фракционном составе кольматанта-наполнителя. В результате программа OptiBridge автоматически создает кривую, характеризующую оптимальную смесь частиц, необходимых для закупорки пор и сокращения проникновения твердой фазы и фильтрата в пласт при глушении скважины. Только за счет оптимального фракционного состава карбоната кальция в блокирующем составе в максимальной степени предотвращаются поглощения за счет мгновенно создаваемой тонкой фильтрационной корки на входе в породу-коллектор ПЗП [14, 270].

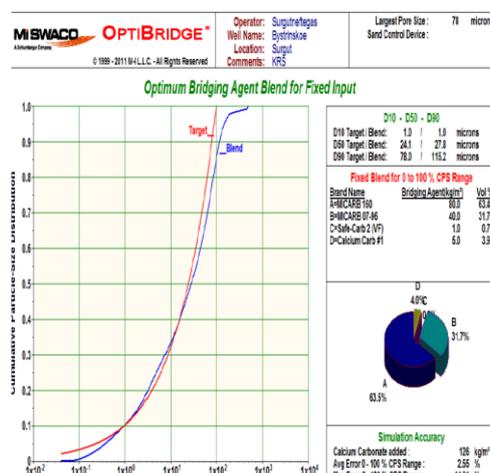
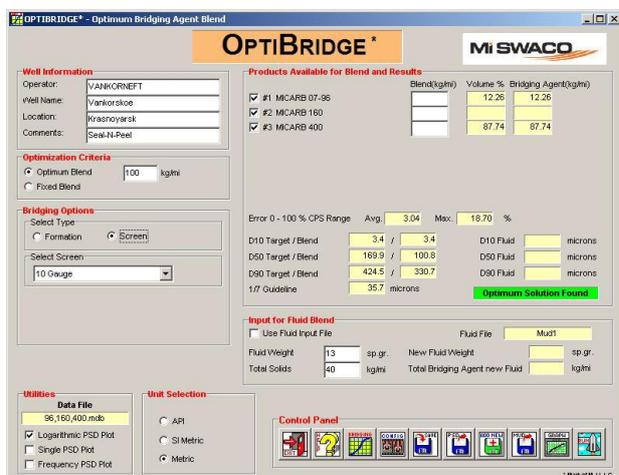


Рисунок 1.16 – Интерфейс программы OptiBridge M-I SWACO [14, 270]

Аналогичная программа подбора и оптимизации фракционного состава карбоната кальция разработана в компании ГК «АКРОС». На основании известных данных по фракционному составу поставляемых марок карбоната кальция в программу внесены данные по распределению размеров частиц. С использованием фактической геологической информации в программе производятся расчеты оптимального сочетания поставляемых фракций, как для бурения скважин, так и для ТКРС [95].

1.7 Выводы по Главе 1

1. Геолого-промысловый опыт глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом свидетельствует о снижении эффективности данного технологического процесса на месторождениях, разрабатываемых в осложненных геолого-физических условиях: аномально низкое пластовое давление; трещинно-поровый коллектор; высокий газовый фактор. Дополнительными технико-технологическими осложняющими условиями являются: несколько продуктивных интервалов с различными пластовыми давлениями; открытое и протяженное горизонтальное окончание ствола скважины; оборудование скважин забойными пакерами;

проведение геолого-технических мероприятий (ГРП, СКО); наличие в пластовом флюиде агрессивных компонентов (сероводород, углекислый газ).

2. Эффективность глушения скважин в осложненных условиях их эксплуатации, как правило, снижается по причине поглощения технологических жидкостей пластом и последующего газонефтепроявления, что в итоге приводит к увеличению продолжительности процесса глушения и сроков вывода скважин на режим эксплуатации, а также к снижению их продуктивности.

3. На практике широко используются два основных принципа предотвращения поглощения или снижения количества поглощаемого пластом раствора глушения: физико-химический (применение блокирующих составов жидкостей глушения скважин); механический (применение забойных клапанов-отсекателей). На современном этапе развития нефтегазовой отрасли наибольшее распространение получил первый способ. Механический же способ имеет ряд ограничений, которые сдерживают его широкомасштабное применение: дороговизна оборудования; необходимость оснащения скважин на этапе освоения после бурения; необходимость глушения скважины перед установкой механического устройства и его заменой; ограниченность применения; необходимость тщательной подготовки эксплуатационной колонны; сложность конструкции.

4. Анализ мирового опыта глушения нефтяных скважин в условиях поглощения технологических жидкостей пластом и газопроявления показал, что используется два основных физических принципа предотвращения данных осложнений: повышение вязкости блокирующей жидкости глушения и коагуляция пор и каналов фильтрации твердыми частицами. Эти принципы реализованы в блокирующих составах, представляющих собой гелированные водные растворы, эмульсии и дисперсные системы с твердой (суспензии) или газовой (аэрозоли) фазами.

5. По итогам проведенного литературно-патентного анализа отечественного и зарубежного опыта глушения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях их эксплуатации разработаны и зарегистрированы базы данных (свидетельства о государственной регистрации баз данных № 2022621272 «Современные технологии глушения нефтяных и газовых скважин» и № 2022621227 «Технологические жидкости для текущего и капитального ремонта скважин»), позволяющие подбирать наиболее эффективные технологические жидкости в зависимости от геолого-физических условий разработки месторождения.

6. Повышение эффективности глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации (аномально низкое пластовое давление, трещинно-поровые карбонатные коллектора, высокий газовый фактор) может быть достигнуто путем комплексного подхода к проектированию данного процесса:

- научно обоснованный выбор жидкостей глушения, основанный на результатах комплексного анализа геолого-промыслового материала и результатов лабораторных экспериментальных исследований, проведенных в условиях, максимально приближенных к промысловым;
- анализ опыта глушения скважин с применением различных технологических жидкостей на исследуемом месторождении или на месторождениях со схожими геологическими и технологическими условиями эксплуатации;
- численное моделирование процессов закачки жидкостей глушения в скважину и продавливания их в ПЗП (при необходимости) с целью предотвращения осложнений (поглощения и газопроявления) и оптимизации объемов применяемых технологических жидкостей в сторону их уменьшения.

7. Анализ опыта глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации (аномально низкое пластовое давление, трещинно-поровые карбонатные коллектора, высокий газовый фактор) показал, что при планировании и сопровождении данных работ отсутствует комплексность подхода, основанного на геологическом, геомеханическом, гидродинамическом и физико-химическом обосновании процессов, происходящих в системе «скважина – ПЗП».

ГЛАВА 2 КОМПЛЕКСНЫЙ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ (НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРОМ)

Анализ геолого-промыслового опыта глушения добывающих скважин с применением различных технологических жидкостей, а также выявление факторов (геологических, технологических, технических или организационных), оказывающих влияние на успешность глушения скважин, должны быть неотъемлемой частью комплекса работ по обоснованию технологических решений повышения эффективности глушения добывающих скважин в осложненных условиях их эксплуатации.

На примере одного из нефтегазоконденсатных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) выполнен анализ эффективности глушения добывающих скважин. Объект исследования характеризуется следующим:

1. Тип породы: карбонатный.
2. Тип коллектора: трещинно-поровый (наличие макро- и микротрещиноватости, кавернозность пород – незначительна).
3. Характеристика пород-коллекторов продуктивной толщины: известняки артинско-сакмарского возраста разной степени доломитизации с едва прослеживающимися прослоями доломитов и глин (почти повсеместно отсутствуют породы с повышенной глинистостью, отмечаются включения гипса и ангидрита), цементирующая масса представлена разномерным кальцитом.
4. Залежь продуктивного пласта: нефтегазоконденсатная, по типу структурная, тектонически и литологически экранированная, массивная.
5. Средняя проницаемость: $0,4 \cdot 10^{-3}$ мкм².
6. Средняя пористость: 11 %.
7. Средняя начальная пластовая температура: 37 °С.
8. Среднее начальное пластовое давление: 21 МПа.
9. Величина текущего пластового давления на момент глушения скважины: аномально низкое (менее гидростатического).
10. Концентрация сероводорода: 6 %.
11. Динамическая вязкость нефти при пластовых условиях: 0,7-0,8 мПа·с.
12. Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре: 14,1 МПа.
13. Газосодержание при однократном разгазировании: 152 м³/т.
14. Тип заканчивания скважин: горизонтальное окончание с открытым стволом.

15. Виды ГТМ, проводимые на скважинах: кислотные ГРП, большеобъемные СКО.

16. Особенности конструкции подземного оборудования скважин: эксплуатационные пакеры; циркуляционные клапаны.

17. Способ эксплуатации скважин: механизированный, с применением:

- УЭЦН;
- газлифта.

18. Технологии глушения: с применением водных солевых растворов и блокирующих пачек (БП) двух типов:

- на углеводородной основе – инвертный эмульсионный раствор (ИЭР);
- на водной основе – биополимерная композиция (БК).

2.1 Комплексный анализ эффективности глушения скважин по данным геолого-промыслового материала

2.1.1 Методика комплексного анализа

Методика комплексного анализа эффективности глушения добывающих скважин основывалась на двух направлениях исследования, имеющих различные критерии эффективности глушения (рисунок 2.1):

1. Многофакторный анализ эффективности глушения скважин (с критерием эффективности «Время вывода скважины на режим эксплуатации» (ВНР)).

2. Анализ причин повторных глушений скважин (с критерием эффективности «Число циклов (подходов) глушения скважин»).



Рисунок 2.1 – Блок-схема алгоритма методики комплексного анализа эффективности глушения добывающих скважин

Целью данного анализа являлось выявление наиболее значимых и существенных факторов (геолого-физических и технологических), влияющих на эффективность глушения скважины и последующий выход ее на режим эксплуатации, с целью прогноза успешности глушения скважин при выборе определенного типа технологической жидкости [342].

Используемые методы анализа:

- регрессионный многофакторный анализ;
- определение мультиколлинеарности с помощью корреляционного анализа.

Многофакторный анализ осуществлялся по выборке скважин № 1, составленной по следующим критериям:

1. Количество циклов глушения – 1.

2. Исключены скважины:

- на которых после глушения были проведены мероприятия по интенсификации и оптимизации добычи (кислотная обработка призабойной зоны (ОПЗ), ГРП (многостадийный (МГРП), кислотный (КГРП)), забуривание бокового ствола, дострел на газ, оптимизация работы подземного оборудования (ПО), смена режима эксплуатации скважины и т.д.), что могло повлиять на критерий эффективности ВНР;
- на которых в процессе глушения проводились ОПИ;
- с дебитом по жидкости менее $1 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- у которых был недостаток данных хотя бы по одному из выбранных факторов;
- с фонтанным способом эксплуатации (малая выборка скважин для анализа);
- введенные в эксплуатацию из бурения.

Анализ причин повторных глушений скважин осуществлялся по выборке скважин № 2, включающей:

1. Количество циклов глушения – 1 цикл и более.

2. Все скважины, кроме введенных в эксплуатацию из бурения.

Для оценки влияния различных факторов на эффективность глушения скважин были применены современные методы анализа, позволяющие выявить из многочисленных данных те параметры, которые оказывают непосредственное влияние на исход геолого-технических мероприятий [63, 151]. Алгоритм проведения анализа можно разделить на несколько этапов. В первую очередь отбираются факторы, гипотетически оказывающие влияние на успешность операции глушения, с учетом имеющейся у исследователя в достаточном для анализа количестве информации (количество наблюдений должно превышать количество независимых переменных). Важно отобрать факторы как геолого-физические, характеризующие характеристики и особенности продуктивного пласта в околоскважинной зоне, так и технологические, отражающие величины основных параметров процесса глушения скважины.

После этого формируется выборка скважин с имеющимися данными по отобранным факторам. Первым этапом анализа в наиболее простом способе построения математической модели является построение корреляционной матрицы и отбор по результатам ее построения тех факторов, которые явно имеют линейную связь с наблюдаемой величиной (коэффициент корреляции больше 0,5 по шкале Чеддока). Сразу после этого начинается поиск математической модели методом шаговой регрессии, которая наиболее объективно описывала бы изменение наблюдаемой переменной (определяется по коэффициенту детерминации и его нормированному аналогу, учитывающему сложность модели). Следующим этапом следует проверка модели, то есть сравнение ее прогнозов с фактическими значениями. Алгоритм используемого в данной работе анализа по построению регрессионной модели с учетом значимости факторов представлен на рисунке 2.2 [342].



Рисунок 2.2 – Блок-схема алгоритма проведения многофакторного анализа (построение регрессионной модели с учетом значимости факторов) [342]

В комплексном анализе в качестве критериев эффективности глушения скважин были выбраны:

- продолжительность выхода скважины на остановочный режим эксплуатации (ВНР);
- успешность глушения скважин.

В силу того, что сравнивать ВНР у скважин с разными дебитами некорректно, то в качестве критерия успешности использовалось отношение дебита скважины после глушения к

длительности ВНР. Таким образом, эта величина показывала суточный прирост величины дебита скважины после глушения.

Критерий «успешность глушения» характеризуется:

- «успешно» – если скважина удачно заглушена за 1 цикл (1 подход к скважине, предусматривающий полный цикл заполнения скважины блок-пачкой и водным солевым раствором ЖГС);
- «неуспешно» – если скважину не удалось заглушить за 1 цикл (рост давления на устье, ГНВП) и требуется дополнительный подход.

2.1.2 Результаты многофакторного анализа эффективности глушения скважин

При формировании выборки скважин № 1 для многофакторного анализа эффективности глушения по вышеуказанным критериям всего было отобрано 10 скважин (за 1 календарный год). Данная выборка скважин для многофакторного анализа представлена в таблице 2.1.

В качестве факторов, предположительно оказывающих влияние на анализируемую величину ВНР, были отобраны следующие:

- продолжительность простоя скважины после её остановки перед глушением;
- дебит скважины по жидкости до глушения;
- дебит скважины по нефти до глушения;
- обводненность добываемой продукции до глушения скважины;
- текущее пластовое давление на момент глушения скважины;
- способ эксплуатации скважины до её остановки (газлифт или УЭЦН);
- вид мероприятия (ремонта) после глушения скважины (любые виды ремонта, либо смена насоса скважин с УЭЦН);
- объем водного раствора ЖГС;
- плотность водного раствора ЖГС;
- объем блок-пачки;
- плотность блок-пачки;
- объем водного раствора ЖГС при доливе скважины во время ремонта;
- плотность водного раствора жидкости при доливе скважины во время ремонта;
- концентрация нейтрализатора сероводорода в водном растворе ЖГС;
- концентрация нейтрализатора сероводорода в водном растворе ЖГС при доливе скважины во время ремонта.

Таблица 2.1 – Выборка скважин №1 для многофакторного анализа эффективности глушения

Условный № скважины	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	Обводненность, %	Текущее Рпл, МПа	Способ эксплуатации скважины до глушения	Объем водного раствора ЖГС, м ³	Объем БП, м ³		Объем долива, м ³	Суммарный объем, м ³	Плотность, кг/м ³			Мероприятия	Длительность ВНР, сут	Продолжительность простоя скважины, сут
							БК	ИЭР			Водный раствор ЖГС	БП	Долив			
2	80	66,0	0	19,8	газлифт	10	0	40	20	70	1170	1190	1170	ремонт	12	11
3	26,6	22,2	0,31	20,1	газлифт	27	0	50	25	102	1030	1050	1030	ремонт	7	11
4	23	19,0	0	17,7	газлифт	40	0	0	0	40	1140	0	0	ремонт	9	3
5	36,2	28,2	7	20,8	УЭЦН	36	0	40	30	106	1020	1040	1020	ремонт	16	5
5	18	14,0	6	21,0	УЭЦН	39	0	40	10	89	1110	1130	1110	смена УЭЦН	9	4
6	69	36,1	38	21,4	УЭЦН	38	0	40	50	128	1120	1140	1120	смена УЭЦН	25	6
7	29,9	24,4	0	20,6	УЭЦН	31	0	40	4	75	1080	1100	1080	ремонт	5	7
8	30	25,0	0	20,2	УЭЦН	33	30	20	0,2	83,2	1020	1010	1020	смена УЭЦН	6	8
9	120	45,1	55	20,6	УЭЦН	20	0	40	14	74	1020	1040	1020	смена УЭЦН	12	11
10	16	6,0	55	15,5	УЭЦН	32	0	40	60	132	1020	1040	1020	смена УЭЦН	13	55

Оценка степени связи факторов с критерием эффективности глушения скважины (ВНР)

Всего для регрессионного анализа было отобрано 15 факторов, однако каждый из них имеет разную степень значимости и связи с анализируемым критерием эффективности (длительность ВНР). Чтобы определить степень данной связи была построена матрица корреляции отобранных факторов с длительностью ВНР (таблица 2.2) [81, 141, 342].

Таблица 2.2 – Результаты распределения факторов по степени их влияния на длительность ВНР в зависимости от корреляционного коэффициента [342]

Фактор	Коэффициент корреляции фактора с критерием эффективности (длительностью ВНР)
Мероприятие «ремонт»	-0,29
Способ эксплуатации «газлифт»	-0,24
Объем БП	0,00
Продолжительность простоя скважины	0,06
Концентрация нейтрализатора сероводорода в ЖГС	0,13
Объем водного раствора ЖГС	0,13
Текущее пластовое давление	0,14
Плотность водного раствора ЖГС	0,17
Плотность водного раствора жидкости долива	0,18
Плотность БП	0,19
Способ эксплуатации «УЭЦН»	0,24
Дебит скважины по нефти до глушения	0,25
Мероприятие «смена насоса»	0,29
Дебит скважины по жидкости до глушения	0,38
Обводненность добываемой продукции	0,53
Концентрация нейтрализатора сероводорода в жидкости долива	0,71
Объем водного раствора жидкости долива	0,71

Данный анализ показал, что одни факторы положительно коррелируют с критерием эффективности (увеличивают продолжительность ВНР, разная степень негативного влияния), а другие – отрицательно (уменьшают продолжительность ВНР, разная степень положительного влияния). Однако данный анализ учитывает лишь линейную корреляцию и не учитывает значимость того или иного фактора при его влиянии на критерий эффективности (длительность ВНР) [141, 342].

Для того, чтобы определить значимость того или иного фактора при его влиянии на критерий эффективности (длительность ВНР) был произведен более глубокий анализ путем построения математической модели методом шаговой регрессии [342].

Построение и анализ математической модели множественной регрессии

При построении математической модели множественной регрессии в качестве уровня достоверности было определено значение 95 %. В результате анализа, из 15 отобранных факторов в модель вошло только 7, из которых статистическую значимость имеют лишь 4 (рисунок 2.3, таблица 2.3).

Полученное уравнение множественной регрессии для условий вышеуказанной подборки скважин №1 имеет следующий вид (2.1):

$$t_{\text{ВНР}} = X_1 \cdot 0,4 - X_2 \cdot 1,6 + X_3 \cdot 0,21 - X_4 \cdot 10,4 + X_5 \cdot 0,09021 - X_6 \cdot 3,37 - X_7 \cdot 0,0638 + 201,57, \quad (2.1)$$

где $t_{\text{ВНР}}$ – продолжительность ВНР, сут;

x_1 – объем жидкости долива, м³;

x_2 – продолжительность простоя скважины, сут;

x_3 – обводненность добываемой продукции, %;

x_4 – текущее пластовое давление, МПа;

x_5 – плотность водного раствора жидкости долива, кг/м³;

x_6 – способ эксплуатации «газлифт» (0 – нет, 1 – да);

x_7 – плотность БП, кг/м³.

В таблице 2.3 приведена статистика коэффициентов регрессионной модели. Отобранные факторы являются статистически значимыми для модели по значению критерия Стьюдента (t-статистика) [141].



Рисунок 2.3 – Степень значимости и характер влияния факторов на критерий эффективности глушения (ВНР)

Таблица 2.3 – Параметры и характеристики модели множественной регрессии

Параметр	Коэффициент регрессии	Стандартная погрешность	Критерий Стьюдента	Доверительная вероятность
1	2	3	4	5
Объем жидкости долива	0,40	0,016	24,4	0,0017
Продолжительность простоя скважины	-1,60	0,140	-11,5	0,0075
Обводненность добываемой продукции	0,21	0,018	11,3	0,0077
Текущее пластовое давление	-1,04	0,110	-9,07	0,0119
Свободный член	201,57	21,1	9,54	0,0108

Значения столбца 5 таблицы 2.3 не превышают 0,05, следовательно, все коэффициенты данных факторов являются значимыми [151].

Регрессионная статистика по математической модели (2.1) представлена в таблице 2.4. Близкие к единице значения величин множественного R , R^2 и нормированного R^2 подтверждают статистическую значимость модели [151], т.е. ее пригодность для использования при прогнозе эффективности глушения скважин (по продолжительности ВНР). В таблице 2.5 представлено сравнение фактических данных длительности ВНР с результатами, полученными по математической модели [141].

Таблица 2.4 – Статистика построенной регрессионной модели

Параметр	Значение
Множественный R	0,99
R^2	0,99
Нормированный R^2	0,99
Стандартная погрешность	0,55
Число наблюдений (скважин)	10

Таблица 2.5 – Сравнение фактических значений ВНР с расчетными по полученной математической модели

Условный номер скважины	Фактическая длительность ВНР, сут	Длительность ВНР, полученная по матмодели, сут
2	12	12,3
3	7	7,55
4	9	9,32
5	16	16,4
5	9	10,1
6	25	25,7
7	5	4,98
8	6	6,35
9	12	12,5
10	13	13,6

Таким образом, на основании проведенного многофакторного анализа, было выявлено 4 фактора, наиболее значимо оказывающих влияние на длительность ВНР:

1. Объем водного раствора ЖГС при доливе скважины во время ремонта

Данный фактор имеет наибольшее влияние на длительность ВНР. Повышенный объем долива в скважину водного раствора ЖГС во время ремонта являются следствием поглощения технологической жидкости пластом по причине низких блокирующих свойств используемых БП, высокой проницаемости пород-коллекторов ПЗП (трещинно-поровый карбонатный коллектор), АНПД, а также некорректного расчета плотности ЖГС из-за недостоверной информации о текущем пластовом давлении (и отсутствия данных об интенсивности его восстановления во время ремонта), что приводит к возникновению высоких репрессий, приводящих к поглощениям.

Для предотвращения данного негативного фактора необходимо применение технологических жидкостей с регулируемыми блокирующими свойствами.

2. Продолжительность простоя скважины после её остановки перед глушением

Продолжительность простоя скважины положительно сказывается на времени её вывода на режим эксплуатации после глушения (ВНР сокращается), что связано с восстановлением текущего пластового давления в ПЗП во время бездействия скважины и, в последствии более быстрое выходы скважины на режим. Данные выводы подтверждает вхождение в перечень значимых факторов математической модели величины пластового давления, которое также оказывает положительное влияние на продолжительность ВНР (чем больше величина текущего пластового давления, тем ниже ВНР). Кроме этого, чем больше степень восстановления текущего пластового давления в ПЗП, тем больше расчетное значение плотности ЖГС будет соответствовать величине установившегося пластового давления, что может значительно снизить риск ГНВП.

Таким образом, рекомендуется создавать условия для максимально возможного уровня восстановления текущего пластового давления (за счет увеличения продолжительности простоя скважины перед глушением) в районе ПЗП с целью последующего корректного расчета плотности ЖГС.

3. Обводненность добываемой продукции до глушения скважины

С ростом величины обводненности добываемой продукции скважины до глушения наблюдается увеличение продолжительности ВНР, что может быть связано с несовместимостью взаимодействующих между собой пластовых вод и ЖГС (образование осадков, коагулирующих поры пород-коллекторов). Кроме этого, применение в высокообводненных

скважинах блокирующих составов на углеводородной основе (ИЭР) может привести к росту капиллярных давлений в ПЗП вследствие гидрофобизации пород-коллекторов.

Из этого следует, что при подборе типа ЖГС и его компонентного состава необходимо учитывать величину обводненности добываемой продукции и совместимость ТЖ с пластовой водой для предотвращения ее негативного воздействия на ПЗП.

4. Текущее пластовое давление на момент глушения скважины

Чем выше величина текущего пластового давления (и чем оно ближе к истинному значению пластового давления), тем быстрее происходит процесс восстановления давления в ПЗП и, как следствие, наблюдается более быстрый ВНР. Важным фактором является также достоверность текущего значения пластового давления, от которого зависит правильность расчета плотности ЖГС, что важно не только для предотвращения излишнего поглощения ТЖ пластом, но предупреждения риска ГНВП в скважине во время ремонта из-за восстановления пластового давления в районе ПЗП выше установленного в скважине гидростатического.

Таким образом, для корректного расчета плотности ЖГС необходим прямой замер текущего пластового давления в ПЗП перед глушением и прогноз его изменения во времени в течение всего срока ремонта скважины.

С целью сравнения эффективности применения блокирующих составов различного типа (на углеводородной основе (ИЭР) и полимерной основе (БК)) по их влиянию на продолжительность ВНР был проведен анализ данных по глушению скважин в течение 3-х лет (анализировались только скважины с полным набором необходимой промысловой информации). Анализ показал, что среднее время вывода скважин на режим эксплуатации после применения эмульсионного состава (в среднем 3 суток) меньше в сравнении с использованием полимерного блокирующего состава (в среднем 5 суток). Это говорит о более щадящих способностях эмульсионных блокирующих составов в сравнении с полимерными. Анализ также показал, что скважины, оборудованные УЭЦН, выходят на режим эксплуатации быстрее газлифтных (рисунки 2.4-2.5).

Таким образом, осложнения при глушении скважин на рассматриваемой НГКМ приводят к повторным циклам глушения, увеличению сроков ВНР, недостижению ожидаемых параметров работы скважины. Как итог, происходит увеличение продолжительности ремонта (соответственно и его стоимости) и потерь по добыче нефти.



Рисунок 2.4 – Анализ влияния эмульсионного блокирующего состава на ВНР в зависимости от способа эксплуатации скважины



Рисунок 2.5 – Анализ влияния полимерного блокирующего состава на ВНР в зависимости от способа эксплуатации скважины

2.1.3 Результаты анализа причин повторных глушений скважин

При формировании выборки скважин № 2 для анализа причин повторных глушений скважин за период 4 календарных года по вышеуказанным критериям всего было отобрано 438 скважин.

Анализ эффективности глушения скважин на НГКМ с карбонатным типом коллектора и аномально низким пластовым давлением показал, что величина эффективности глушения скважин (глушение за 1 цикл) в среднем составляет около 67 %. При этом основными причинами повторных глушений скважин являлись в первую очередь геологические факторы (наличие зон разломов и разуплотнений, катастрофические поглощения в результате ранее проведенных операций по интенсификации добычи, отсутствие информации об объеме каверн и трещин породы в призабойной зоне, вытеснение жидкостей глушения из скважины при наличии избыточного давления, открытый и протяженный горизонтальный ствол скважины, недостоверное пластовое давление на момент глушения, невосстановленное пластовое давление после ГРП и другие), а во вторую очередь – технические (отсутствие возможности промыть подпакерную зону, значительная длина хвостовика НКТ под пакером, наличие в скважине

аварийного оборудования, изменение условий ремонта скважины, затянувшиеся сроки ремонта, перепродавка блокирующей пачки в пласт и другие) (рисунок 2.6) [169, 191].

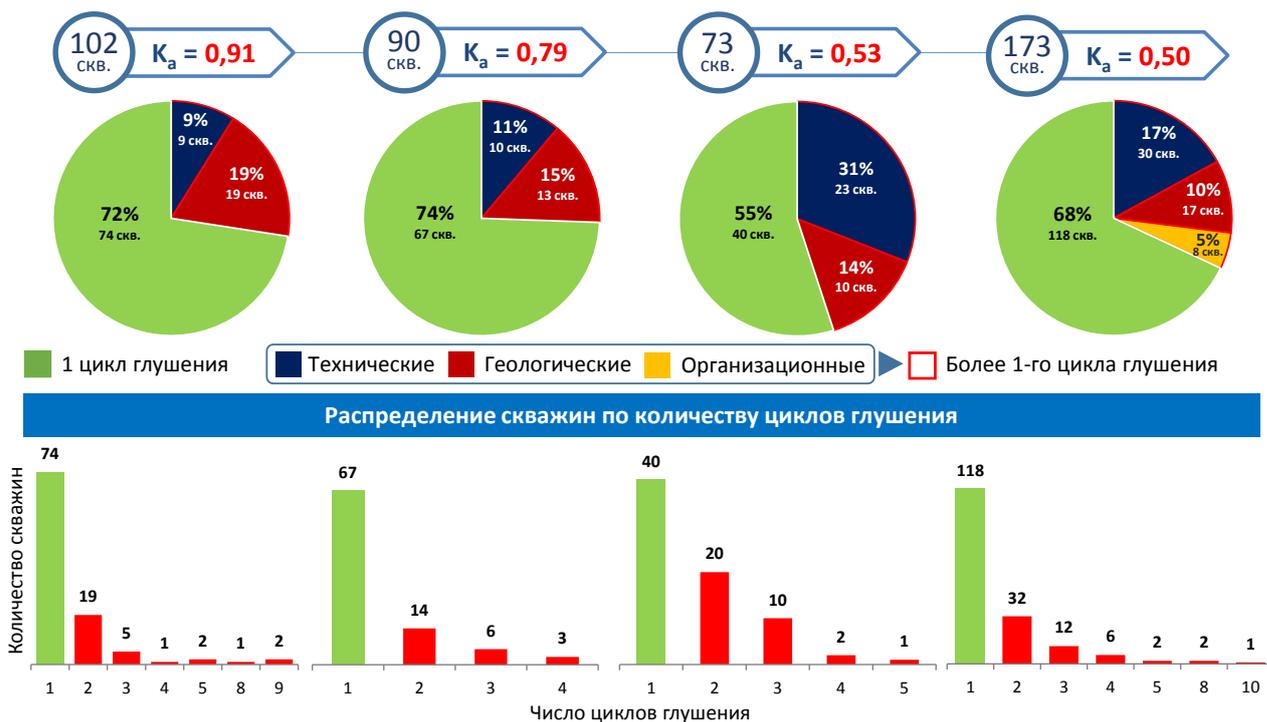


Рисунок 2.6 – Результаты анализа эффективности глушения добывающих скважин на нефтегазоконденсатном месторождении за 4 года

Также следует отметить, что коэффициент аномальности пластового давления за 4 года снизился с 0,91 до 0,50 гидростатического, что также повлияло на эффективность процесса глушения скважин.

К перечню основных геологических причин повторных глушений скважин были отнесены [169, 191]:

1. Осложненные горно-геологические условия:

- наличие зон разломов и разуплотнений;
- катастрофические поглощения в результате ранее проведенных операций по интенсификации добычи (кислотные ГРП и массивированные СКО);
- отсутствие информации об объеме каверн и трещин породы в призабойной зоне (недостаточное количество блокирующей пачки);
- вытеснение ЖГ из скважины при наличии избыточного давления (влияние системы поддержания пластового давления);
- открытый и протяженный горизонтальный ствол скважины (отсутствие возможности подобрать корректный объем БС для изоляции зон поглощения).

2. Недостоверные данные по значению пластового давления на момент глушения:

- недостоверное пластовое давление на момент глушения;
- восстановление пластового давления в заглушенной скважине в процессе проведения ремонтных работ.

3. Недостаточная разрядка скважины после ГРП.

Среди основных технических причин повторных глушений скважин были выделены следующие [169, 191]:

1. Состояние подземного оборудования скважины:

- закрытый надпакерный или подпакерный циркуляционный клапан (или оба): отсутствие возможности промыть подпакерную зону;
- всплытие газового пузыря при срыве пакера;
- значительная длина хвостовика НКТ под пакером;
- наличие в скважине аварийного оборудования (инструмента).

2. Осложнение ремонтных работ, проводимых бригадой ТКРС:

- изменение условий ремонта скважины в процессе ТКРС;
- нарушение технологии производства работ бригадой ТКРС.

3. Осложнение процесса организации работ, проводимых бригадой ТКРС:

- затянувшиеся сроки ремонта;
- изменение графика движения бригады ТКРС.

4. Неэффективное проведение операций подрядной организацией по глушению скважин.

5. Необходимость соблюдения рекомендаций противofонтанной военизированной части:

- внесение изменений в план работ по глушению;
- перепродавка блокирующей пачки в пласт.

6. Прочее:

- дострел верхнего газового пласта без отсечения нижнего с меньшим давлением;
- проведение промывки скважины горячей нефтью;
- запрет разрядки скважины.

Также следует отметить, что средний удельный расход эмульсионного раствора при успешном глушении составил в среднем $39 \text{ м}^3/\text{скв}$, а полимерного блокирующего состава – $81 \text{ м}^3/\text{скв}$. В случае неуспешного глушения средний удельный расход эмульсионного состава повышался более чем в 2 раза – до $95 \text{ м}^3/\text{скв}$, а полимерного – менее чем в 2 раза (до $127 \text{ м}^3/\text{скв}$).

Анализ влияния геологических данных на успешность глушения

Анализ геологических данных показал, что при сочетании параметров «поглощение при бурении», «зона разуплотнения» и «близость разлома» (менее 250 м до разлома, скважина

упирается в разлом, скважина в разломе) число циклов операций глушения составляет более одного, что можно использовать для прогноза возможных осложнений при глушении скважин и последующем выборе соответствующей технологии.

«Зоны разуплотнения» – это аномалии, которые связаны с повышенной трещиноватостью, раздробленностью и характеризуются сильной, отчетливо выраженной гидродинамической связью на всю толщину массива.

«Сильные» и «слабые» зоны разуплотнения определяются по факту работы добывающих скважин и частично по сейсмическому атрибуту – кубу когерентности (на качественном уровне).

Для сильно разуплотненных зон характерны:

- высокая продуктивность (в разы больше, чем средняя по месторождению) скважин;
- интенсивное обводнение скважин.

Для слабо разуплотненных зон характерна средняя, либо низкая продуктивность скважин.

Анализ влияния величины репрессии на успешность глушения

Анализ величин репрессий на пласт, созданных при глушении скважин показал, что с ростом ее величины (в среднем от 2,5 до 9,0 МПа) происходит увеличение количества циклов глушения скважин (от 1-го до 3-х). Большая часть успешных глушений скважин (в 1 цикл) сопровождается репрессиями менее 2,5 МПа (рисунок 2.7), что согласуется с [273]: «...В необходимых случаях проектом может устанавливаться большая плотность раствора, но при этом противодавление на горизонты не должно превышать пластовые давления на 1,5 МПа для скважин глубиной до 1200 м и 2,5-3,0 МПа для более глубоких скважин...».

Среднее значение фактической величины репрессии скважин, требующих применения ЖГС плотностью менее 1000 кг/м³, составила 4,9 МПа.

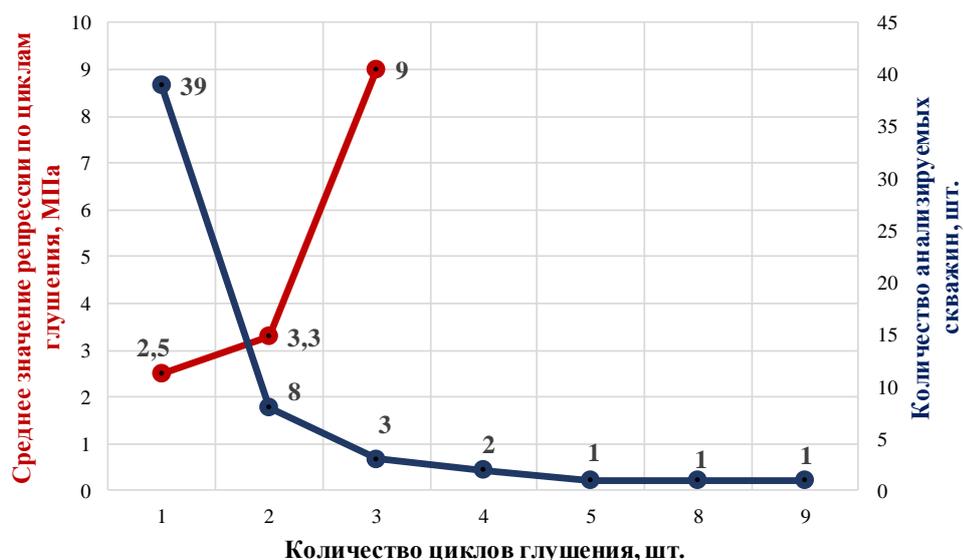


Рисунок 2.7 – Зависимость средней фактической величины репрессии от количества циклов глушения

Анализ влияния достоверности текущего пластового давления в ПЗП на эффективность глушения скважин

С целью обоснования причины неуспешного глушения «Недостоверное пластовое давление» был проведен анализ влияния прямых замеров пластового давления в скважинах и использования данных карт изобар. Всего в анализе использовалось 107 скважин, по которым была проанализирована информация как по пластовому давлению с карт изобар, так и по значениям пластовых давлений, взятых на основании результатов гидродинамических исследований скважин – кривым восстановления давления (КВД) и уровня (КВУ).

В результате было установлено, что в 80 % случаев значения пластовых давлений, взятых по карте изобар, являются завышенными по сравнению со значениями прямых замеров пластового давления по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС). На рисунке 2.8 показана гистограмма, характеризующая разницу значений пластовых давлений, полученных по картам изобар, и данных ГДИС по 107 скважинам за трехлетний период. Несмотря на то, что все значения пластовых давлений карт изобар были зафиксированы после проведения ГДИС, большая часть полученной разницы давлений является положительной и достигает 8,1 МПа. Средневзвешенное значение разницы давлений при этом составило 2,3 МПа. Сравнение значений пластовых давлений, взятых по карте изобар за 1 год и прямым замерам (ГДИС) приведено в таблице 2.6.

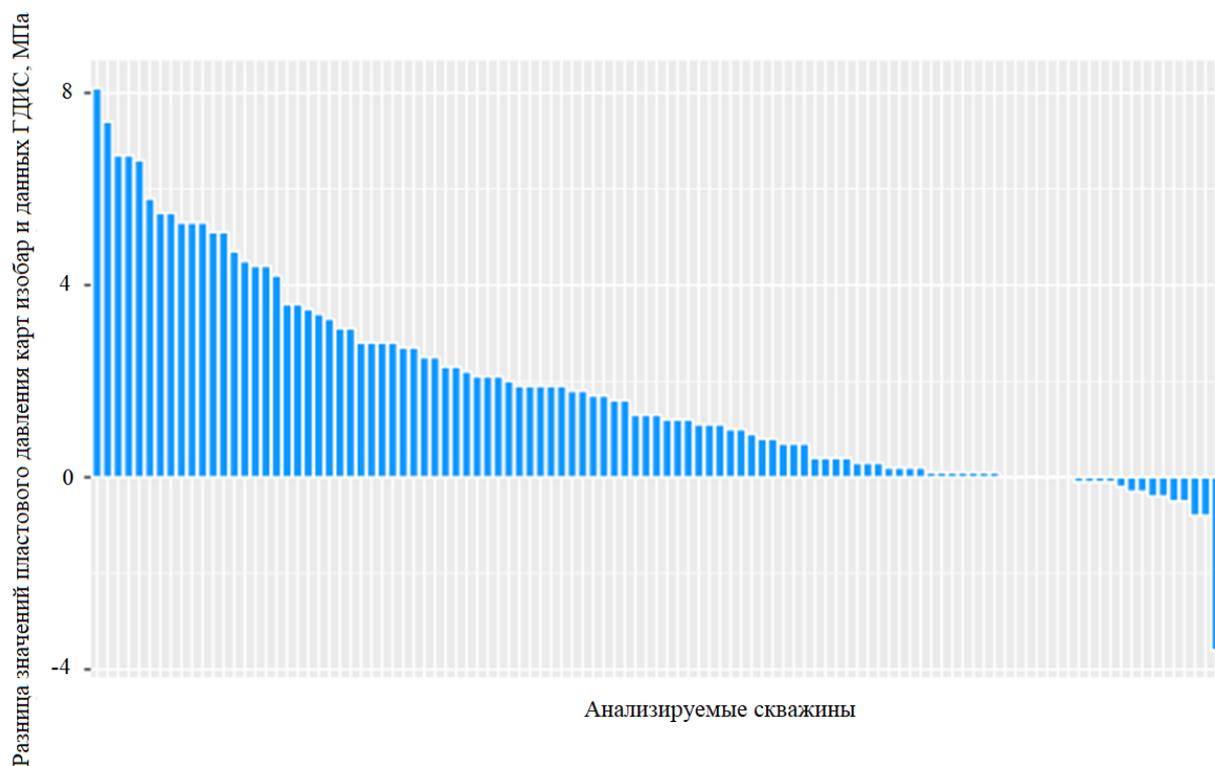


Рисунок 2.8 – Сравнение значений пластовых давлений, полученных по картам изобар, с прямыми замерами по данным ГДИС 107 скважин за 3 года

Таким образом, использование данных карты изобар вносит неточность в расчет плотности ЖГС. Предположительно, ежегодное увеличение числа успешных глушений скважин на анализируемом НГКМ по геологическим причинам связано, в том числе, с увеличением числа прямых замеров пластового давления перед глушением скважин. Таким образом, проведение прямых замеров пластового давления в скважинах перед операцией по глушению рекомендуется сделать обязательным. Достоверное значение пластового давления в ПЗП на момент глушения скважины является одним из определяющих факторов для успешного проведения операции по подготовке скважины к ремонту.

Таблица 2.6 – Сравнение значений пластовых давлений, полученных по картам изобар, с прямыми замерами в скважинах по данным ГДИС за 1 календарный год

Номер скважины (условный)	Вид исследования	$P_{пл}$ текущее, МПа	Давление по карте, МПа	Разница в датах замеров давлений, сут.	Разница в давлениях, МПа
11	КВУ	9,0	11,5	80	2,5
12	КВУ	8,7	11,5	79	2,8
13	КВУ	19,2	19,4	27	0,2
14	КВУ	12,8	12,3	12	-0,5
15	КВУ	11,9	12,8	2	0,9
16	КВУ	15,8	16,8	0	1,0
17	КВД	23,7	23,8	81	0,1
18	КВУ	15,3	17,8	40	2,5
19	КВУ	18,0	17,2	23	-0,8
20	КВУ	15,2	15,3	2	0,1
21	КВД	13,5	13,7	91	0,2
22	КВУ	13,0	13,2	91	0,2

Одной из основных причин повторных глушений скважин были недостоверные данные по пластовому давлению, взятыми из карт изобар. Использование в расчетах плотностей ЖГС завышенных значений пластовых давлений, как правило, приводило к поглощениям блокирующих составов и, как следствие, к повторным циклам глушения скважин.

Таким образом, анализ информации о «проблемных» скважинах имеет важное значение для формирования представлений об особенностях поведения поля давления залежи в процессе ее разработки. Ее необходимо систематически анализировать, определять районы и причины осложнений, вносить корректировки в карты изобар и проводить прямые замеры пластовых давлений с целью корректного расчета плотности ЖГС. Кроме этого, необходимо учитывать динамику восстановления пластового давления в ПЗП в процессе простоя скважины и уметь ее прогнозировать.

2.2 Комплексный анализ данных геофизических исследований, сеймики и геомеханики при прогнозе успешности глушения скважин

2.2.1 Анализ данных специальных геофизических исследований скважин

Ориентировка, частота, тип и вид трещин оказывают существенное влияние на важнейшие физико-химические свойства пород. Поэтому трещиноватость является одним из главных показателей, определяющих эффективность разработки месторождения с карбонатным типом коллектора. Детальное изучение трещиноватости способствует повышению эффективности применения различных геолого-технических мероприятий на месторождении [91]. Однако данный метод изучения особенностей геологического строения месторождения не используется при планировании и проектировании процессов глушения скважин. В данной работе представлена методика оценки особенностей трещиноватости одного из НГКМ с карбонатным типом коллектора, на котором существуют осложнения процесса глушения, связанные с поглощениями и газопроявлениями.

Согласно данным анализа, представленным Дуркиным С.М. в работе [90]: «На сегодняшний день имеется достаточно большое количество инструментов, позволяющих идентифицировать наличие трещин, таким образом, пласт может быть лучше изучен по данным микросканирования (FMI/FMS), акустического сканирования (SonicScanner), широкополосного и многокомпонентного акустического каротажа и других современных методов ГИС. Эти исследования позволяют определить направление, угол наклона, открытость и протяженность отдельных трещин...».

С целью оценки возможности выделения на НГКМ зон, осложняющих процесс глушения из-за высокой степени трещиноватости, для разработки рекомендаций по применению тех или иных технологий глушения скважин совместно со специалистами компании ООО «Газпромнефть НТЦ» проведен анализ результатов исследований скважин по данным бокового электрического каротажа MicroScore компании Schlumberger, электрического микросканера СМІ компании Weatherford и индукционного пластово-трещинного наклономера (ИПТН) компании ВНИИГИС.

При проведении анализа на скважине №1 (условный номер) с горизонтальным окончанием использовались результаты трассирования трещин по данным исследований, проведенных с использованием прибора MicroScore компании Schlumberger (рисунок 2.9).

Прибор бокового электрического каротажа MicroScore позволяет получать развертки высокого разрешения (имиджеры) в полный охват окружности скважины при бурении, что позволяет выполнять детальный анализ трещиноватости продуктивного пласта (определять

наличие трещин и разломов). Имиджеры бокового электрического каротажа MicroScore позволяют изучать трещины и разломы, а также выполнять структурный анализ с целью оптимизации решений по заканчиванию скважины, таких как проектирование стадий гидравлического разрыва пласта, а также размещение пакеров и регуляторов притока (рисунок 2.10) [272].



Рисунок 2.9 – Прибор «MicroScore» (Schlumberger) для проведения бокового электрического каротажа и развертки (имиджеров) в процессе бурения скважины [272]

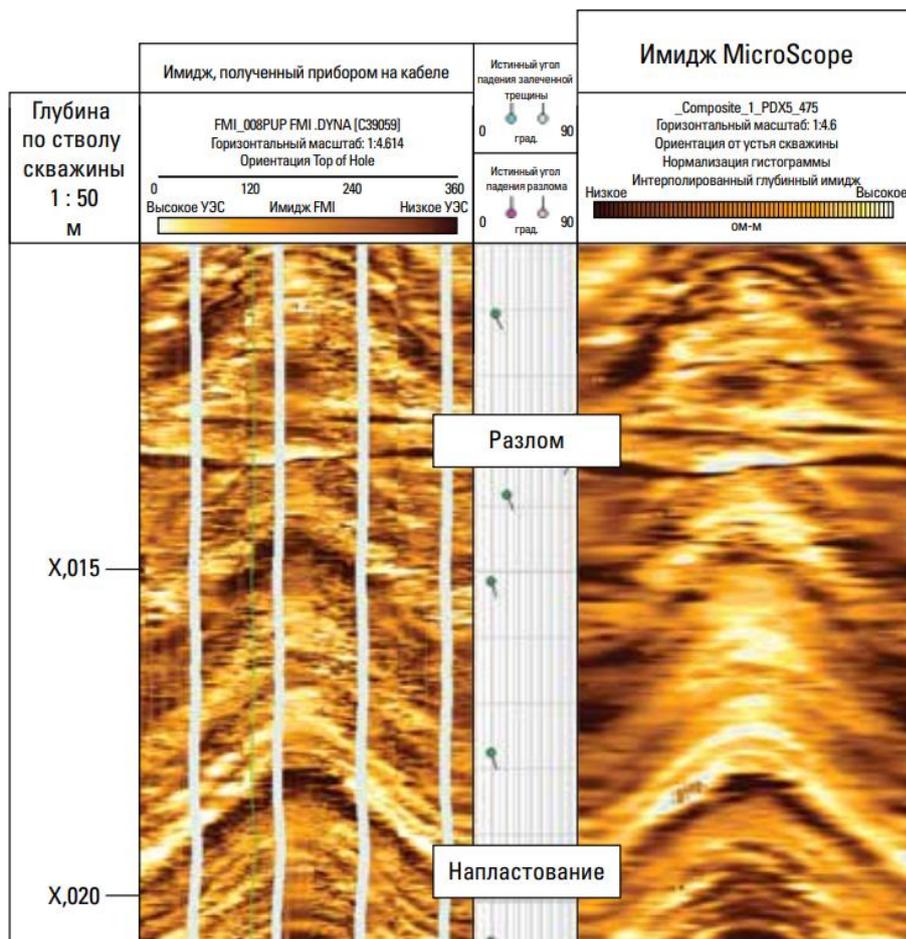


Рисунок 2.10 – Пример имиджеров, полученных с помощью прибора MicroScore (Schlumberger) [272]

Углубленная интерпретация скважинных имиджеров, записанных в разных скважинах, может быть скоррелирована в платформе трехмерного структурного моделирования [272]. Такой подход может способствовать улучшению изученности залежи, что позволит повысить достоверность прогнозов о наличии зон возможных поглощений технологических жидкостей пластом, а это, в свою очередь, позволит принимать верные решения по планированию и проектированию процессов глушения скважин (рисунок 2.11).

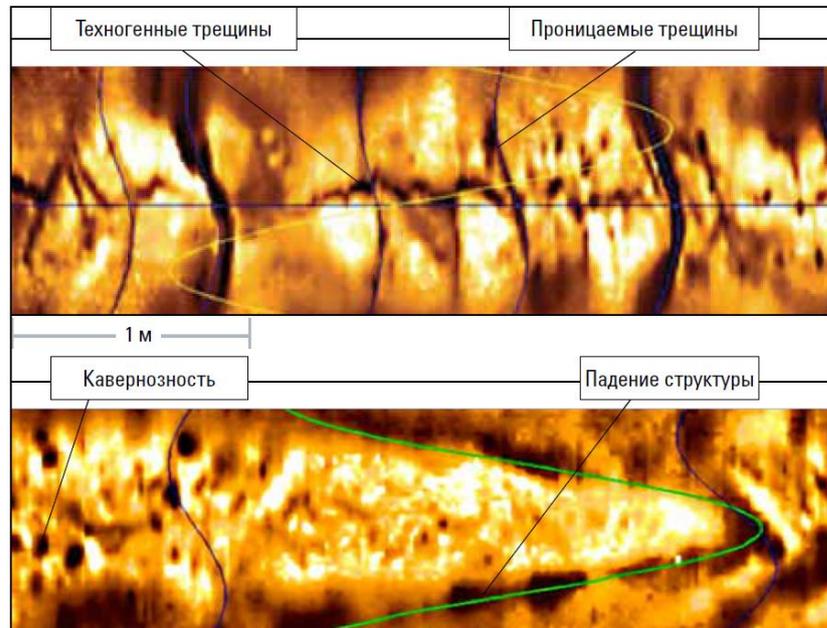


Рисунок 2.11 – Интерпретация имиджеров с целью выявления геологических особенностей, влияющих на продуктивность скважин и успешность их глушения [272]

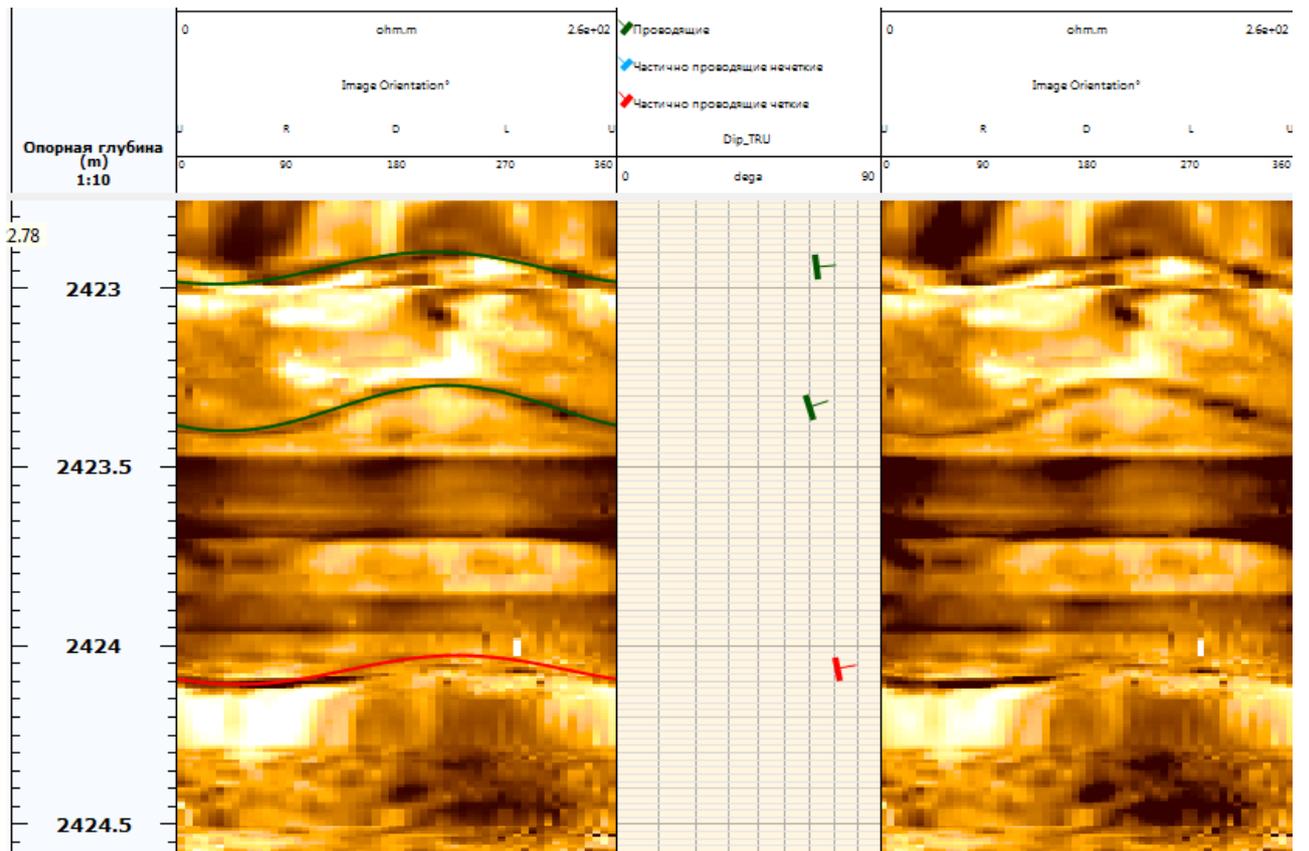
В результате анализа имиджеров скважины №1 все видимые трещины были разделены на три группы:

- проводящие;
- частично проводящие, хорошо видимые;
- слабо видимые.

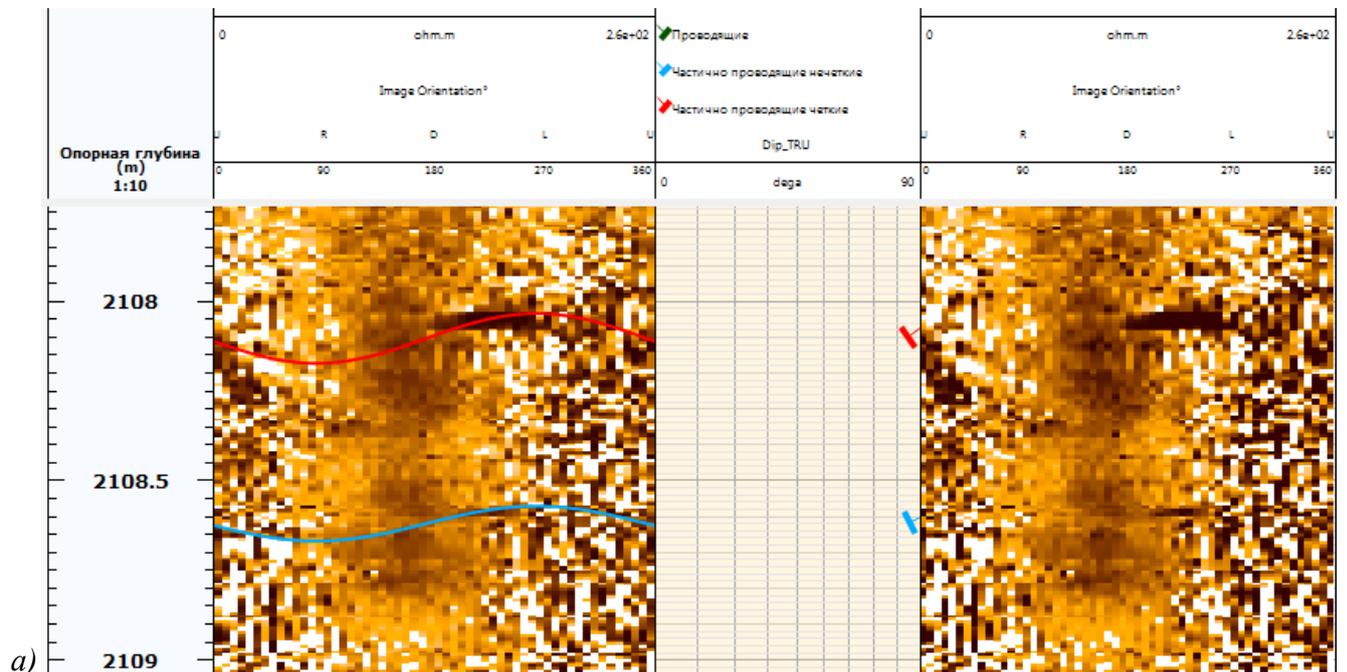
На рисунке 2.12 приведен пример различия данных трещин на имиджере сопротивлений.

На основании проведенного анализа имиджеров были выделены следующие группы трещин:

- I группа – проводящие трещины, трасса которых прослеживается полностью на всей развертке;
- II группа – частично проводящие хорошо выделяемые трещины с частично видимой трассой;
- III группа – частично проводящие трещины со слабой видимостью.



a)



б)

Рисунок 2.12 – Пример трассирования трещин на имиджере сопротивлений: а) проводящие и частично проводящие хорошо видимые трещины; б) частично проводящие с существенной раскрытостью и слабой видимостью

В результате проведенного анализа всего было выявлено около 360 трещин, из которых около 100 – проводящие, остальные – частично проводящие. Азимут простираения данных трещин отличался от ранней их интерпретации из-за различий в инклинометрии скважины: отклонение составило порядка 20 градусов, что в дальнейшем, как будет показано ниже, влияет на результаты расчета критически напряженных трещин (рисунок 2.13).

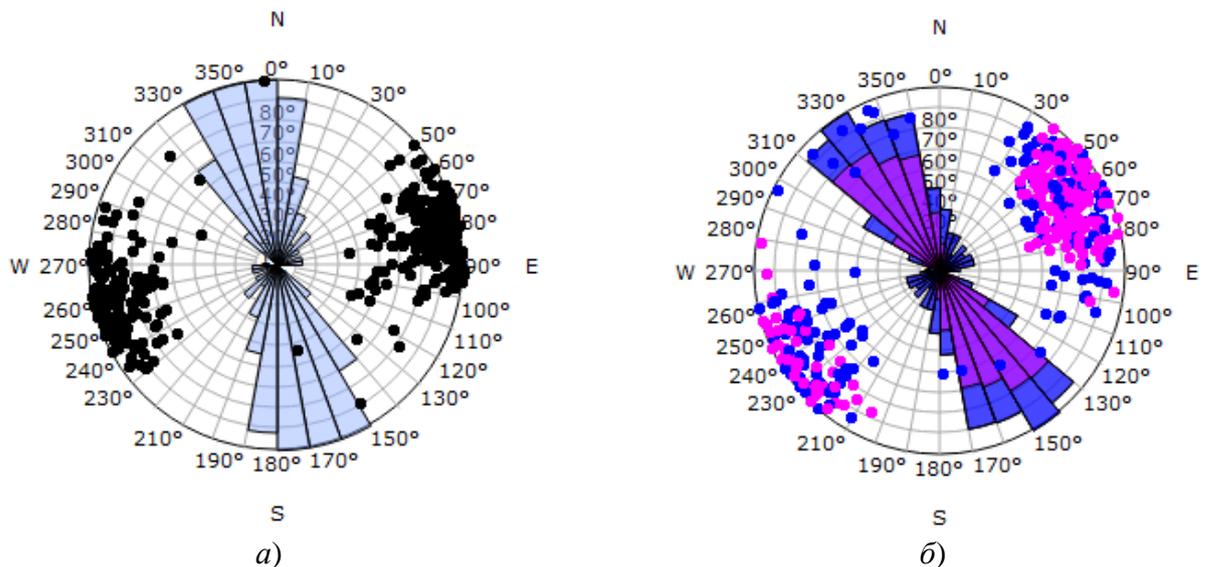


Рисунок 2.13 – Стереогаммы азимутов распространения трещин:

a) первоначальная интерпретация; *б)* повторная интерпретация

Было выявлено, что интенсивность распространения трещин в пласте является неравномерной, что видно по рисунку 2.14, на котором приведен профиль скважины №1, пересекающий высокоамплитудный разлом.



Рисунок 2.14 – Профиль скважины №1 с трещинами, неравномерно пересекающими ствол скважины под разными углами

Анализ результатов ГИС с использованием скважинного электрического микросканера СМІ компании Weatherford был проведен по 11-ти пилотным скважинам НГКМ. Скважинный электрический микросканер предназначен для получения изображения (развертки) стенки

скважины методом электрических сопротивлений с целью определения наклона пластов, структуры горных пород, наличия и расположения трещин, исследования тонкослоистых структур [83, 269].

Поскольку провести повторную интерпретацию (с учетом данных отобранного керна) аналогично скважине № 1 не представилось возможным, ввиду отсутствия исходных цифровых данных, то трассирование трещин было проведено на качественном уровне на основе планшетов динамического и статического имиджера с учетом описания и фото извлеченного из скважин керна. Данные исследований по четырем скважинам характеризовались относительно неплохим качеством изображения, в то время как по остальным скважинам оно было низкого качества – многочисленные «затяжки» прибора повлияли на результаты повторной интерпретации (рисунок 2.15).

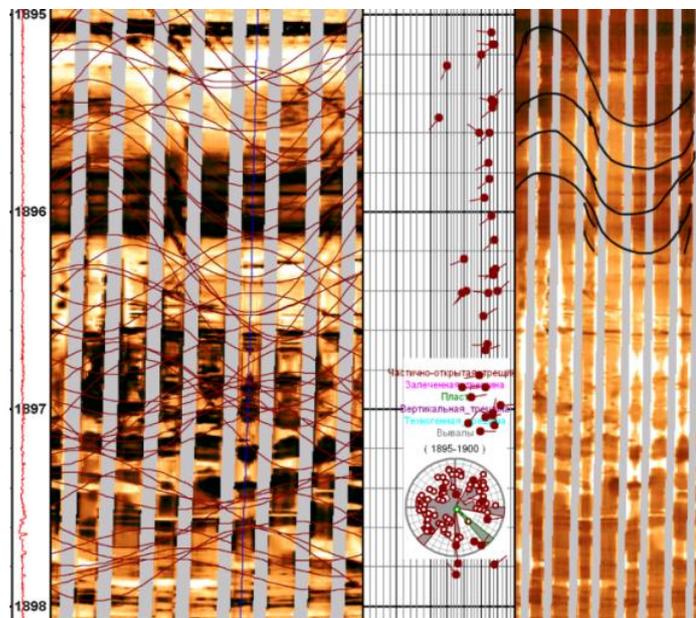


Рисунок 2.15 – Пример изображения динамического и статического имиджера с интерпретацией компании Weatherford (красные линии) и повторной интерпретацией специалистами ООО «Газпромнефть НТЦ» (черные линии)

В первоначальной интерпретации практически во всех скважинах было выделено большое количество (порядка 300) трасс частично проводящих трещин хаотичной ориентации вдоль всего интервала записи (рисунок 2.16). При этом керн, отобранный из данных скважин в процессе бурения, считается достаточно плотным, хорошо цементированным (в среднем 95 % керна такого качества).

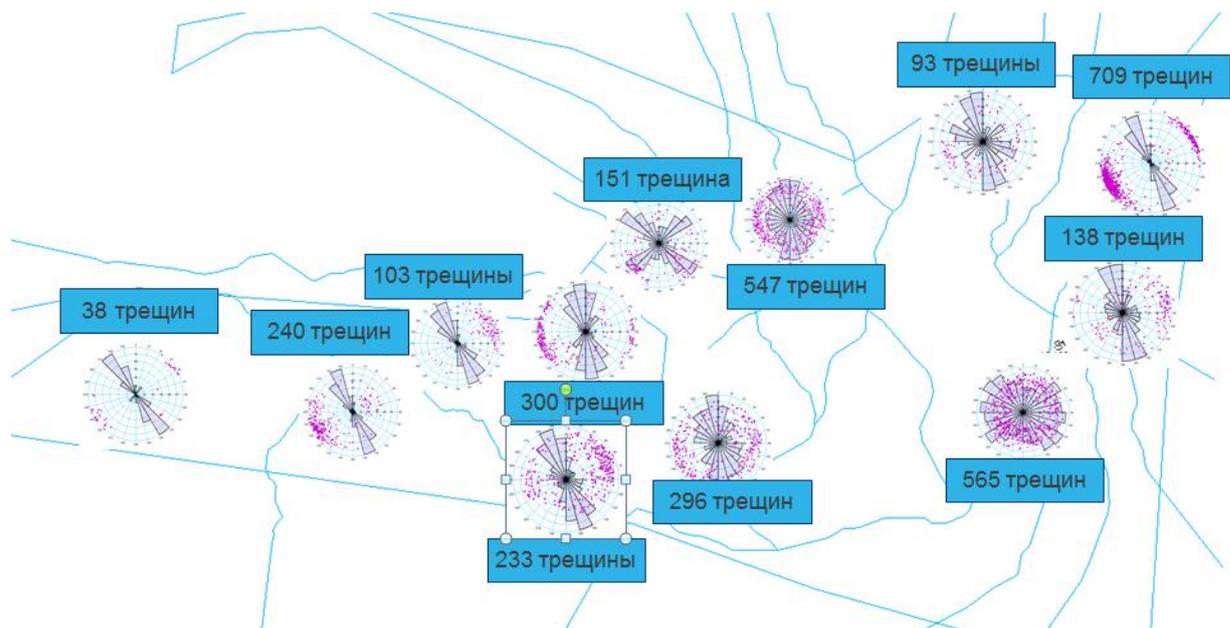
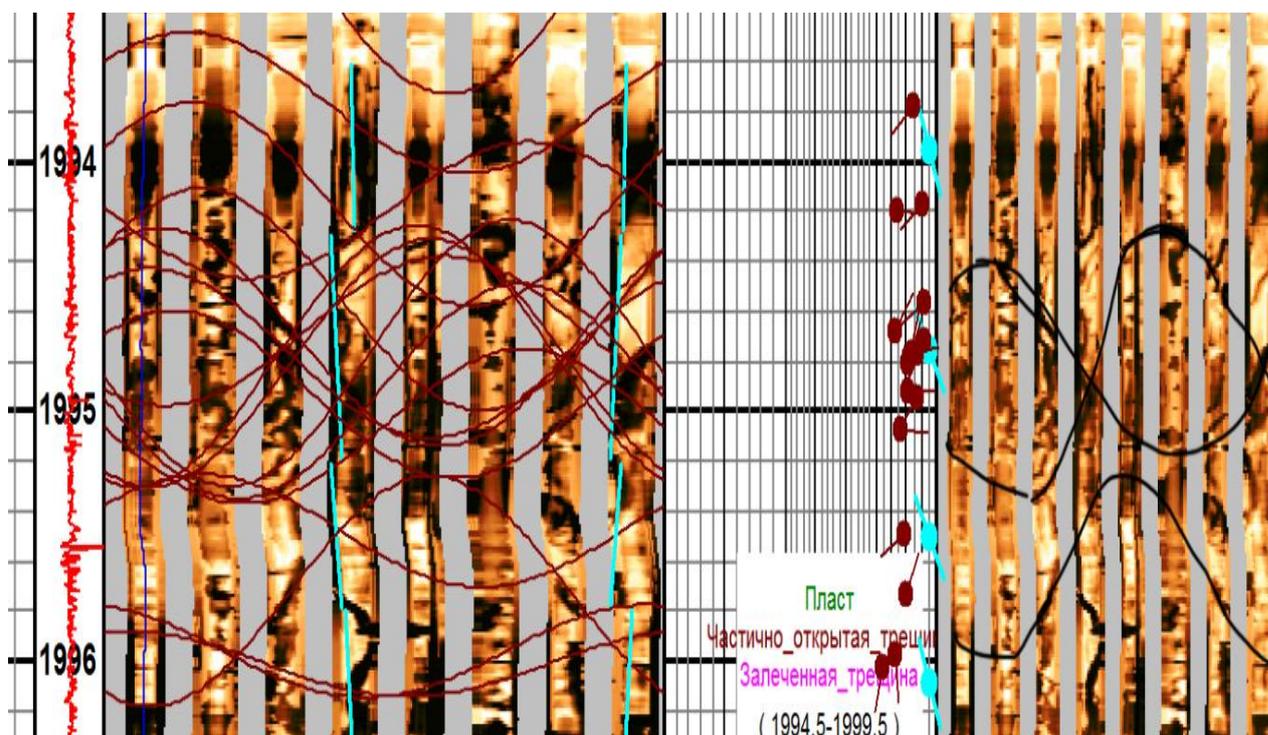


Рисунок 2.16 – Карта стереограмм азимутов простирания трещин согласно интерпретации Weatherford

На рисунке 2.17 приведен пример несоответствия данных интерпретации имиджера в сравнении с отобранным из скважины № 23 (условный номер) керну: на изображении отчетливо прослеживается техногенная трещиноватость и несколько крупных трещин, колонка керна при этом разрушена только по напластованию и можно увидеть лишь пару наклонных трещин, хотя по интерпретации в указанном интервале трассировано 15 трещин.

По этой причине трассирование трещин было проведено с калибровкой на данные отобранного из скважин керна. Полученные результаты приведены на рисунке 2.17 (а). Все трещины при этом являются частично проводящими, линейная плотность P_{10} в среднем порядка 1 м^{-1} равномерна по всему интервалу, наблюдается тенденция к единому направлению развития трещин.

Также по скважинам № 24 и № 25 был проведен анализ результатов исследований, полученных с помощью ИПТН, с целью выявления структурных геологических элементов НГКМ. Прибор для применения метода ИПТН и программа обработки и интерпретации результатов является разработкой ВНИИГИС, поэтому провести повторную интерпретацию не представилось возможным. Также из-за отсутствия кернового материала не было возможности провести калибровку предоставленных результатов. Тем не менее следует отметить, что результаты интерпретации ИПТН обладают высоким качеством изображений видеogramм (рисунок 2.18) и адекватными количественными показателями, сопоставимыми с результатами повторной интерпретации пластовых микроимджеров (рисунки 2.19-2.20).



а)



б)

Рисунок 2.17 – Пример сопоставления изображения имиджера (а) и фото керна (б) по скважине № 23

В результате повторной интерпретации имиджеров практически на всех участках НГКМ установлено значительное снижение интенсивности трещин в сравнении с результатами первичной интерпретации. В центральной части месторождения количество выделенных трещин снизилось максимально (в 15 раз). На северо-восточном участке месторождения (скважина №1) интенсивность трещин снизилась в два раза по отношению к первоначальному количеству. На скважине № 25 (блок «Юго-Запад») интенсивность трещин снизилась незначительно, относительно результатов повторной интерпретации имиджеров по остальным скважинам (рисунок 2.21).

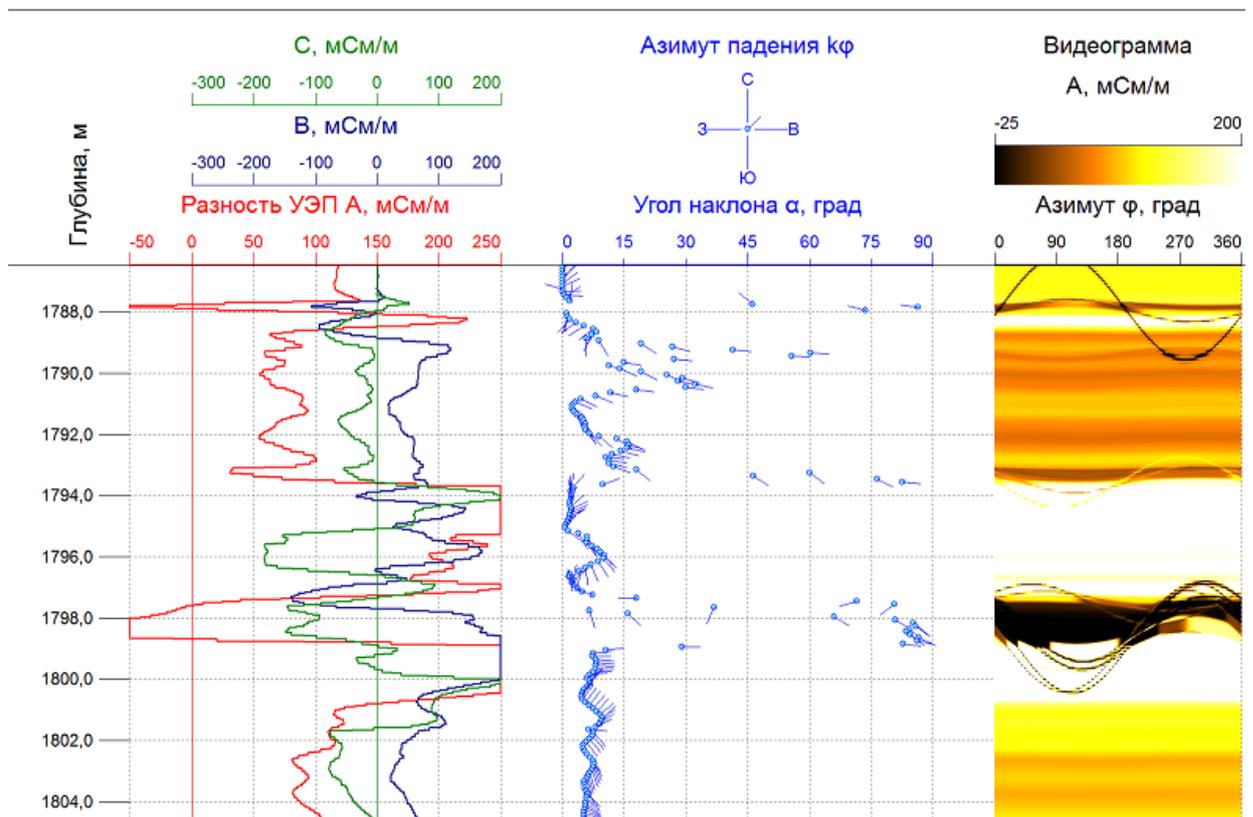


Рисунок 2.18 – Результаты интерпретации ИПТН для скважины №24

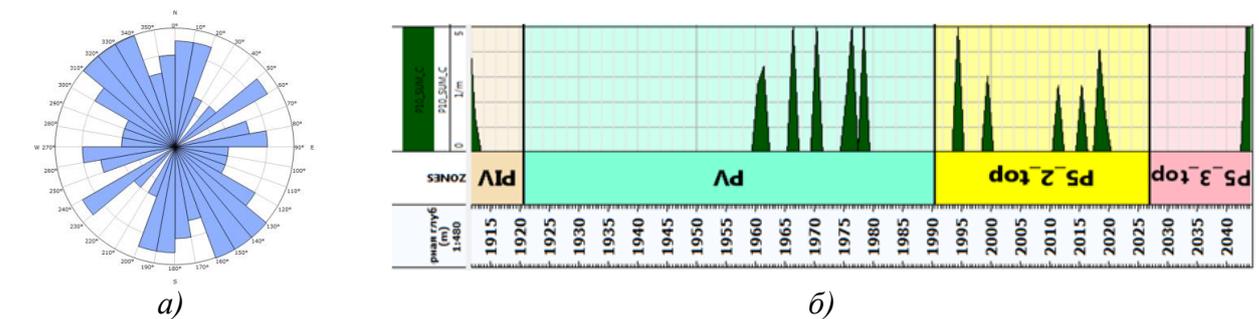


Рисунок 2.19 – Стереограмма азимутов простирания трещин (а) и линейная интенсивность трещин P10 для скважины № 24 (б)

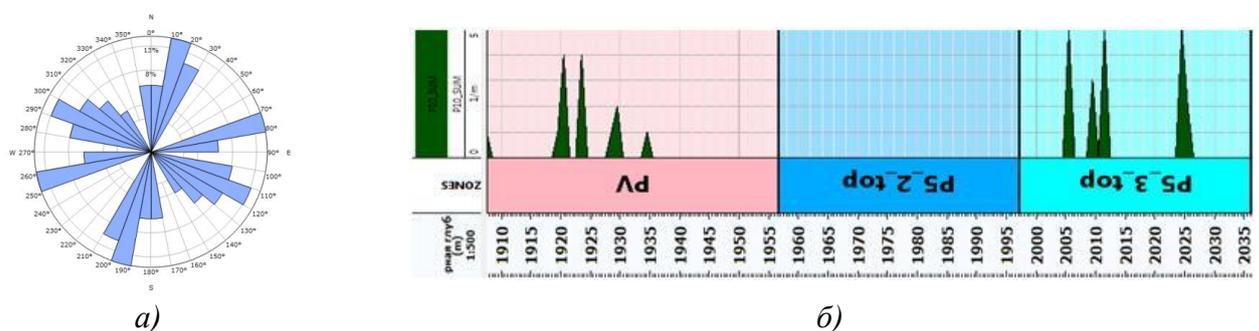
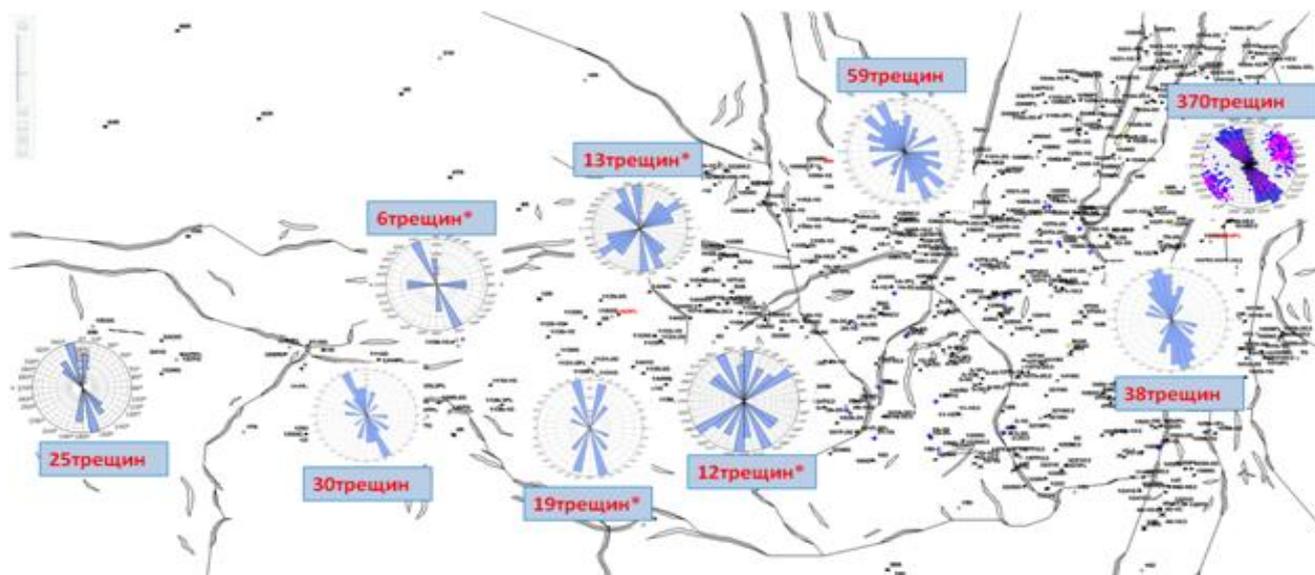
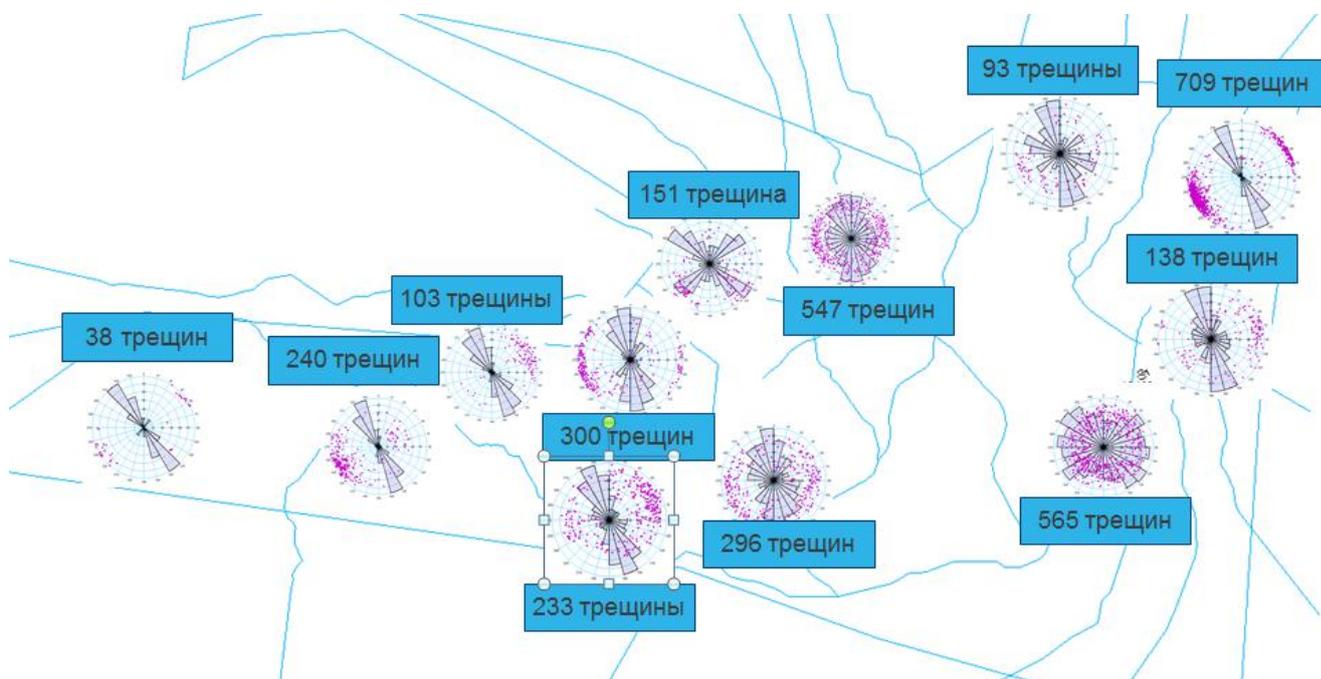


Рисунок 2.20 – Стереограмма азимутов простирания трещин (а) и линейная интенсивность трещин P10 для скважины № 25 (б)



а)



б)

Рисунок 2.21 – Карта стереограмм азимутов простирания трещин:

а) по результатам повторной интерпретации имиджеров; б) по результатам первичной интерпретации имиджеров

В настоящее время на месторождениях России, находящихся в разработке, количество и качество информации по трещиноватости является очень скудным. Однако в большинстве случаев есть скважинные данные бокового каротажного зондирования (БКЗ), поскольку этот метод каротажа успешно применялся еще в советское время. По данным БКЗ можно получить индикаторы интенсивности трещин, используя специальную запатентованную методику, разработанную Н. Заляевым. При наличии хотя бы одного измерения FMI, данные

интерпретации БКЗ можно откалибровать по FMI для получения более точного результата в других скважинах [33].

На основании полученных результатов повторной интерпретации имиджеров была построена карта интенсивности трещин (число трещин на объем породы) на НГКМ с учетом расстояния до выделенных разломов (рисунок 2.22). Данная карта может использоваться при формировании рекомендаций по подбору типа блокирующего состава с целью повышения успешности глушения скважины. Чем больше интенсивность трещин в зоне интервала перфорации скважины, тем более эффективную (с повышенной вязкостью и блокирующими свойствами) блокирующую композицию необходимо использовать.

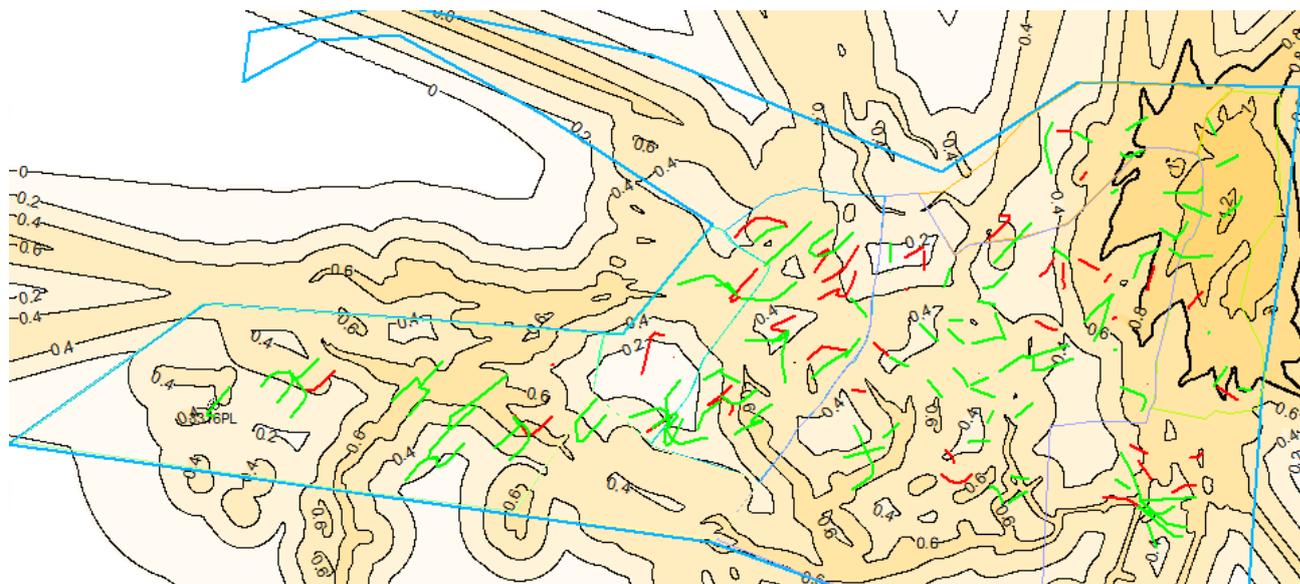


Рисунок 2.22 – Карта распределения интенсивности трещин на НГКМ

При проведении исследований скважин имиджером возможно выделить только трещины, находящиеся в раскрытом состоянии. Таким образом, на карте распределения интенсивности трещин (смотреть рисунок 2.22) представлены трещины, которые были закрыты при давлениях, на которых записывались имиджеры. Для повышения достоверности карты интенсивности трещин дополнительно рекомендуется проведение ее адаптации на палеотектонической модели месторождения.

2.2.2 Анализ данных сейсмоки

При анализе геолого-промыслового материала по более, чем 100 операциям глушения скважин была также выявлена связь между критерием успешности глушения и сейсмическими атрибутами «Ant-tracking» и «Chaos» (рисунок 2.23).



Рисунок 2.23 – Результаты анализа успешности глушений скважин в зависимости от геологической обстановки (сейсмический атрибут «Ant-tracking»)

По мнению авторов работы [194]: «На сегодняшний день наиболее современной является технология картирования направления трещин с помощью алгоритма Ant-tracking, использующего скважинные данные. «Ant Tracking» Schlumberger ... – это алгоритм обработки изображений, который улучшает видимость разломов и других плоских поверхностей. Он связан с применением когерентности, связности и других атрибутов. Алгоритм «Ant Tracking» – это итерационный метод, который объединяет выровненные, но не пересекающиеся мелкие плоские объекты на более крупные непрерывные поверхности. ... Алгоритм позволяет: усилить проявленность разломов с помощью атрибутов; генерировать атрибуты, чувствительные к трещинам (например, когерентность, кривизна, хаос) ... Хаос («Chaos») – это гибридный атрибут ..., который используется для обнаружения хаотических зон пласта среди организованных событий. Хаотические зоны определяются как районы с высоким поперечным слоем непрерывности и с произвольными переменными тектоническими нарушениями. Зоны изменчивости атрибута скорее всего отражают зоны дробления, с которыми могут быть связаны трещиноватые коллектора. ... Таким образом, этот атрибут является подходящим для выявления хаотичной структуры среды. Области с недостаточной последовательностью соответствуют зонам с хаотичным сигналом волн и могут быть связаны с геологическими особенностями, например, разломы/неоднородности, каналы и т.д. ... Применение одного сейсмического атрибута может привести к недостаточно достоверным результатам. Поэтому оптимальным можно считать комплексирование нескольких атрибутов для повышения достоверности и детальности оценки зон с интенсивностью развития трещин.»

Обобщая, можно сделать вывод, что атрибут «Chaos» выделяет структурные изменения в сейсмических данных. В свою очередь, атрибут «Ant-tracking» подчеркивает изменения волновой картины для обнаружения разломов, трещин и других линейных аномалий внутри сейсмического куба. То есть определенный диапазон значений сейсмических атрибутов можно соотнести с геологической неоднородностью выделенной зоны, то есть с аномалиями внутри сейсмического куба (тектоническими нарушениями), а другой диапазон – с зоной геологической однородности (отсутствием тектонических нарушений).

В результате установления связи между успешностью глушения и сейсмическими атрибутами было принято решение о выделении на НГКМ зон, характеризующих геологическую неоднородность на основе сейсмических атрибутов. Согласно результатам анализа сейсмических атрибутов первоначально на НГКМ было выделено 2 зоны, каждая из которых соответствовала определенному диапазону значений сейсмического атрибута (рисунок 2.24).

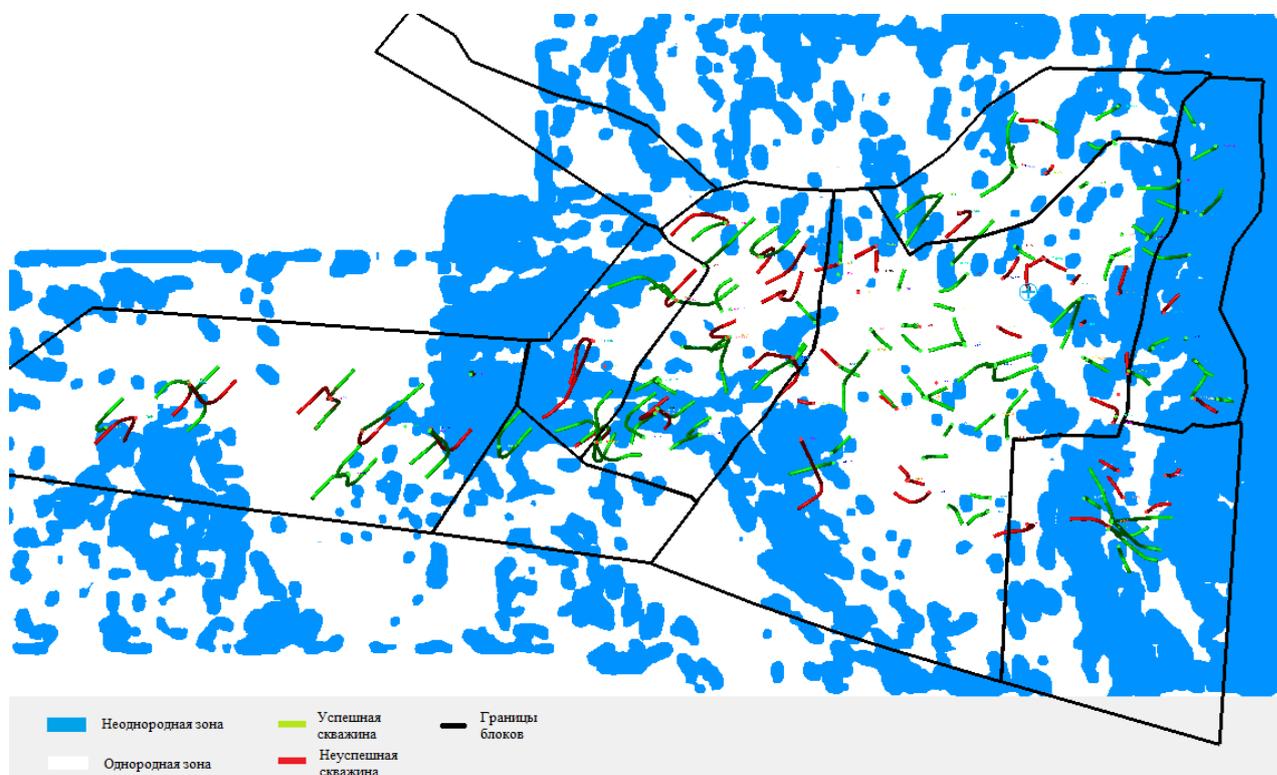


Рисунок 2.24 – Распределение на НГКМ двух зон геологической неоднородности, характеризующихся сейсмическими атрибутами

Под геологической неоднородностью в данном случае понимается изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород (наличие и интенсивность разломов, трещин, разуплотнений) в пределах залежи. Однородная зона – участок, на котором не наблюдается разломов и повышенной трещиноватости, а неоднородная зона – участок, на котором видны разломы, трещины, разуплотнения (по сейсмике).

На рисунке 2.24 однородная зона соответствует белому цвету, а неоднородная зона – синему. Однородная зона – участок, на котором не наблюдается разломов и повышенной трещиноватости, а неоднородная зона – участок, на котором видны разломы, трещины, разуплотнения (по сейсмике).

Анализ геолого-промыслового материала показал, что вероятность успешного глушения скважины, попадающей в «однородную зону» (участок, на котором не наблюдается разломов и повышенной трещиноватости), выделенную по сейсмическим данным, составляет 92 %, тогда как в «неоднородной зоне» (участок, на котором видны разломы, трещины, разуплотнения (по сейсмике)) эта вероятность падает до 71% (рисунок 2.25). При этом также было установлено, что примерно у 50 % неуспешно заглушенных скважин наблюдались высокие значения (более 0,0075 м³/с (7,5 л/с)) максимально достигаемых расходов на насосном агрегате при закачке блокирующих составов в скважину.

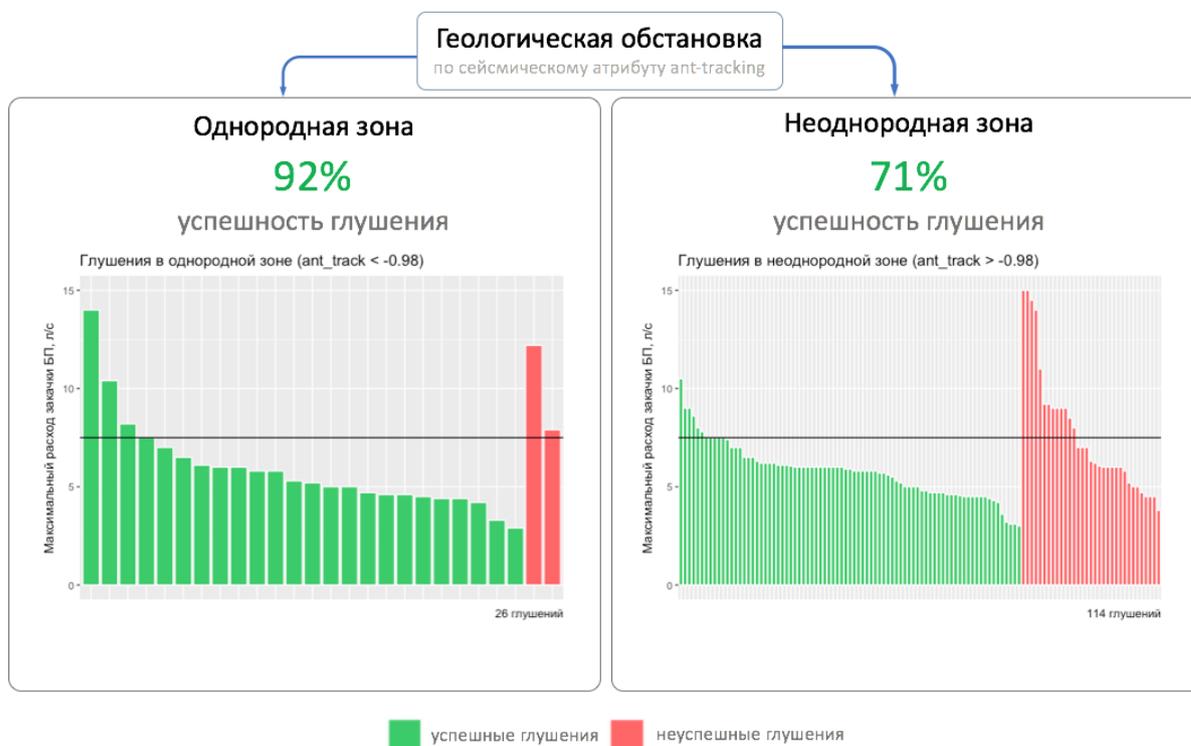


Рисунок 2.25 – Результаты анализа успешности глушения скважин в зависимости от геологической неоднородности (сейсмический атрибут «ant-tracking») и максимально достигаемых расходов при закачке блокирующих составов в скважину

С целью разработки рекомендаций по применению типа блокирующей композиции в зависимости от расположения скважины в той или иной зоне геологической неоднородности в зависимости от степени трещиноватости (согласно сейсмическому атрибуту), на НГКМ было выделено 3 зоны (рисунок 2.26):

- однородная зона – белый цвет;

- зона низкой неоднородности – голубой цвет;
- зона высокой неоднородности – синий цвет.

Для каждой из выделенных зон могут быть рекомендованы разные типы (по реологическим характеристикам и блокирующим свойствам) блокирующих составов с целью повышения вероятности успешного глушения скважин. Так, для однородной зоны могут быть рекомендованы блокирующие составы, приготовленные на углеводородной основе, для зоны низкой неоднородности – полимерные блокирующие составы повышенной вязкости, а для зоны высокой неоднородности – блокирующие составы повышенной вязкости с наполнителями-кольматаантами, а также механические клапаны-отсекатели.

Следует отметить, что аналогичные методики (с использованием данных сейсморазведки) применяются при выделении структурно-прогнозных схем размещения зон повышенной природной трещиноватости для проектирования размещения в их пределах разведочно-эксплуатационных скважин с целью повышения эффективности разработки месторождения [48].

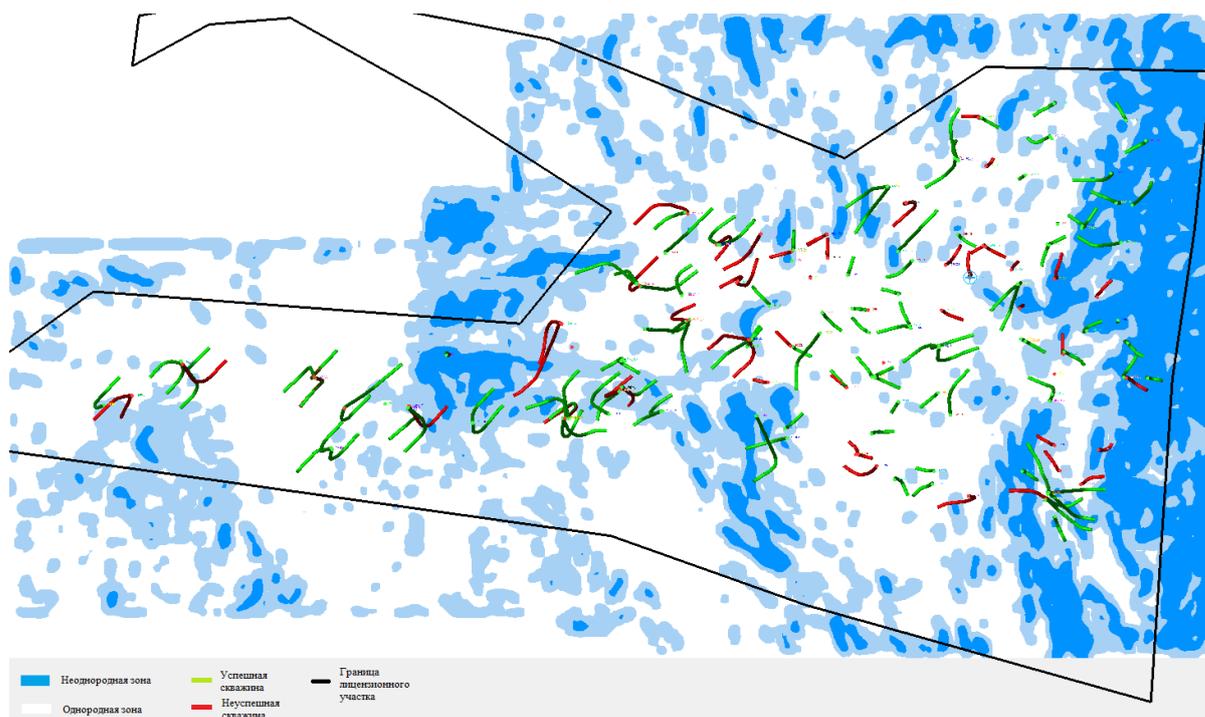


Рисунок 2.26 – Распределение на НГКМ трех зон геологической неоднородности, характеризующихся сейсмическими атрибутами

2.2.3 Анализ данных геомеханики

В современной нефтяной промышленности геомеханика является дисциплиной, объединяющей механику горных пород, геофизику, петрофизику и геологию с целью расчета

реакции Земли на любые изменения горного напряжения, порового давления и температуры образования. Хотя геомеханика стала применяться в нефтегазовой области (при бурении, ГРП, проектировании скважин) достаточно широко, ее использование в направлении глушения скважин практически не освещено в научно-технической литературе.

Разломы, выделенные на НГКМ (рисунок 2.27), стоит рассматривать в контексте изменения их фильтрационной способности. Изменение пластового давления влияет на механическое поведение тектонических нарушений (разломов, трещин). Данный факт должен учитываться при расчете поля напряжений при заданной системе трещиноватости. У каждого разлома и трещины имеются значения нормальной и сдвиговой жесткости, которые, в совокупности со значениями нормальных и касательных напряжений на плоскости трещины, влияют на их проницаемость.

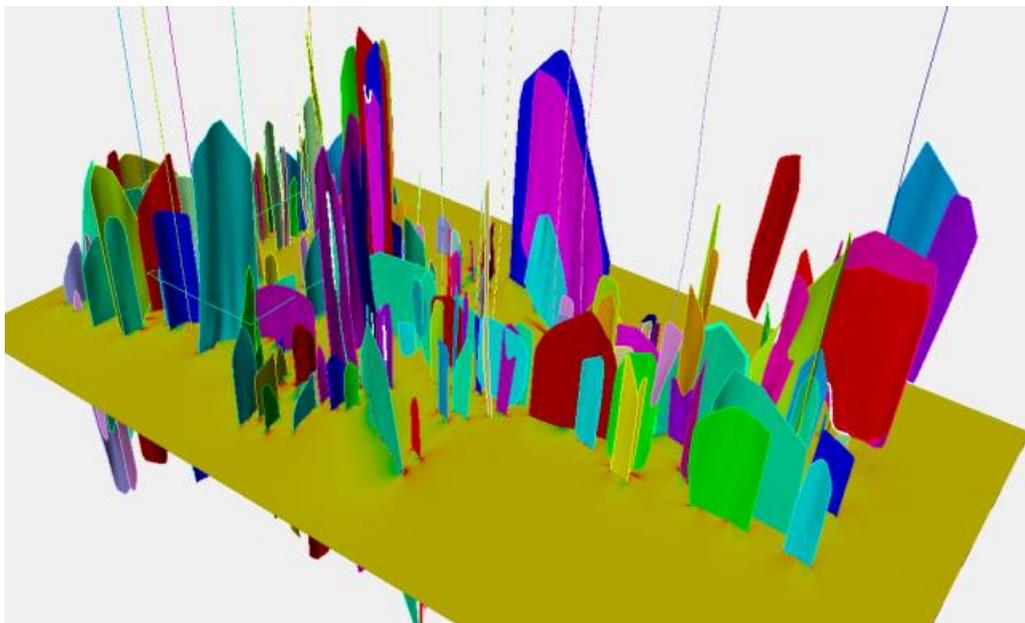


Рисунок 2.27 – Трехмерная модель разломов на НГКМ

Горная порода, в условиях естественного залегания, находится в сложных условиях напряженного состояния, обусловленных вертикальным и горизонтальным напряжениями, связанными с весом вышележащих пород, а также тектоническими и физико-химическими процессами. Скважина, как выемка горной породы, является локальным концентратором напряжений. Напряженное состояние в окрестности скважины будет существенно отличаться от регионального поля напряжений вдали от нее. Проводящая активность трещины вблизи скважины зависит от значений и ориентации прискважинного поля напряжений, а также от пространственной ориентаций трещины относительно траектории скважины.

На рисунке 2.28 представлен пример паспорта прочности горной породы, построенный по методу кругов Мора. В случае, если точка находится выше прямой линии, угол наклона которой

определяется углом внутреннего трения породы, то трещина считается критически ориентированной, то есть способной для фильтрации флюида. Изменения в направлении и величине главных напряжений могут быть причиной закрытия проводящих трещин (рисунок 2.29).

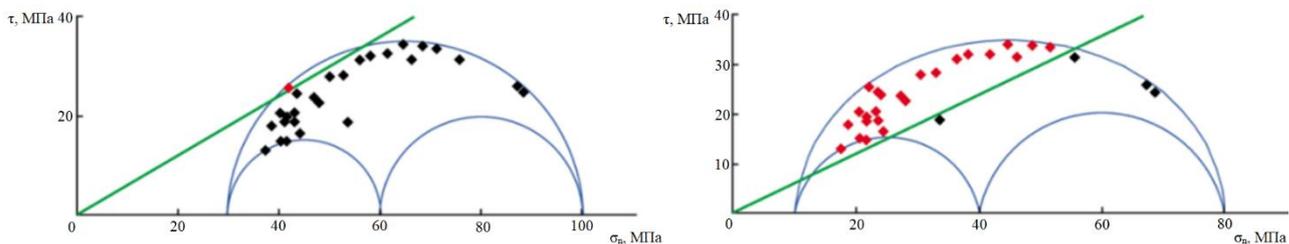
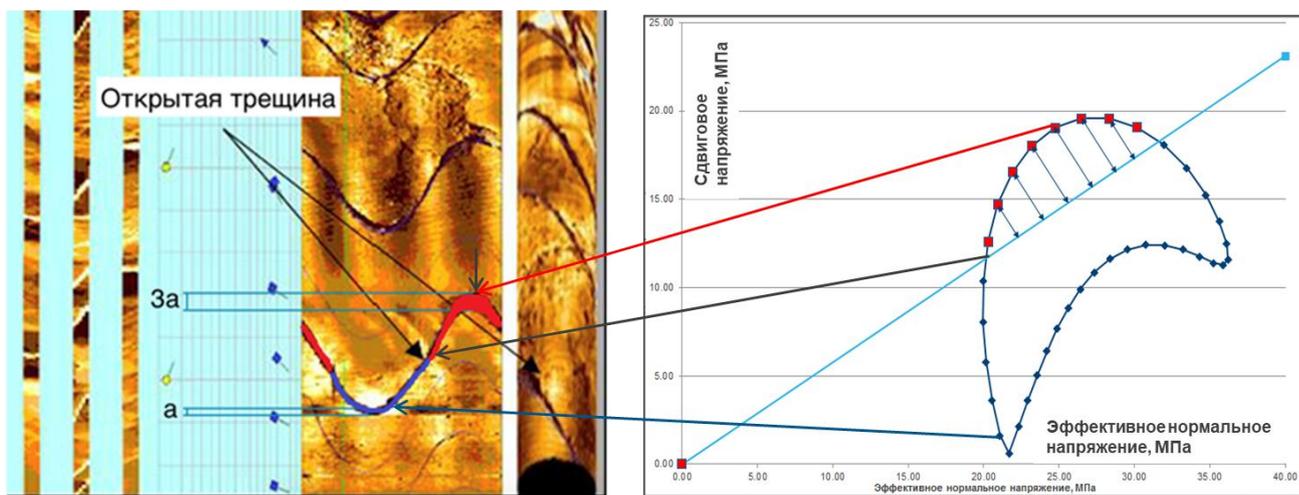


Рисунок 2.28 – Пример напряженного состояния тектонических нарушений

(σ_n , τ – нормальные и тангенциальные напряжения, действующие на каждую трещину, разлом)



а)

б)

- активная часть трещины
- пассивная часть трещины

Рисунок 2.29 – Зависимость активности трещин от ее напряженного состояния:

а) имиджер (изображение стенки скважины), б) напряженное состояние трещины на диаграмме

В качестве примера была рассмотрена скважина № 26 (условный номер). Несмотря на то, что данная скважина находится в геологически однородной зоне (рисунок 2.30), ее не удалось заглушить даже после 9-ти циклов (подходов). Разломы, выделенные по сейсмическому кубу, пересекают данную скважину в районе хвостовика (рисунок 2.31). После оценки напряженного состояния данных разломов было установлено, что эти разломы являются проводящими при значениях пластового давления, которые могли быть достигнуты в ходе нагнетания жидкости глушения в скважину. Таким образом, наличие разломов могло послужить основным фактором неуспешности глушения данной скважины.

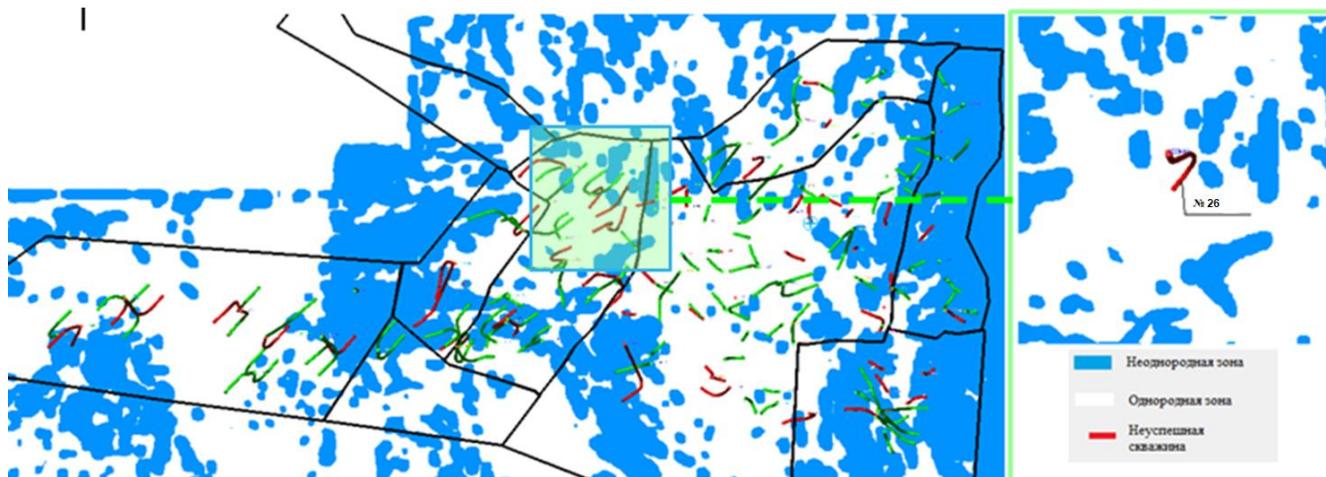


Рисунок 2.30 – Расположение скважины № 26 в геологически однородной зоне



Рисунок 2.31 – Визуализация разломов, пересекающих скважину № 26

(палитра разломов соответствует значениям критических поровых давлений)

Продуктивные горизонты НГКМ представлены коллекторами трещинно-порового типа. Поэтому правильная количественная оценка проводящей активности трещин является критерием успешности глушения.

По данным многофакторного анализа, проведенного по методике, описанной в разделе 2.1.1, были определены параметры, оказывающие наибольшее влияние на успешность глушения скважин на НГКМ. Среди анализируемых факторов были данные, полученные по результатам геофизических и гидродинамических исследований скважин и прямых замеров, а также данные геологического, гидродинамического и геомеханического моделирования. На рисунке 2.32 представлены наиболее значимые из них:

- интенсивность трещиноватости для трещин различных типов (различная геометрия);
- азимут скважины;

- раскрытость трещины;
- объем ИЭР – закачанный в скважину объем блокирующего состава ИЭР;
- объем БК – закачанный в скважину объем блокирующего состава БК.

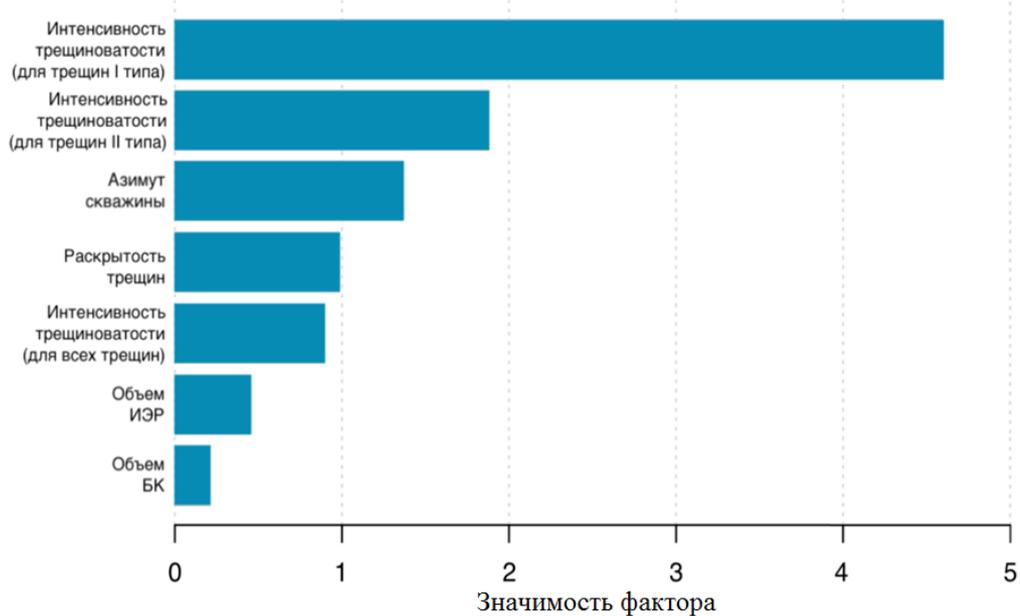


Рисунок 2.32 – Распределение факторов по степени их влияния на успешность глушения добывающих скважин НГКМ

Анализ влияния трещин и разломов на эффективность глушения скважин состоял из следующих этапов:

1. Расчет перераспределения региональных напряжений на кольцевое пространство рассматриваемой скважины.
2. Определение нормальных и сдвиговых напряжений, действующих на плоскость трещины или разлома при различных давлениях в скважине.
3. Определение давления деактивации трещины при переходе с депрессии на статику и давления повторной активации трещины при переходе со статики на репрессию.
4. Определение зависимости «устьеовое давление – расход» с помощью значений критических давлений.

В рамках данной работы на примере скважины №1 НГКМ с использованием геомеханических инструментов был выполнен анализ проводящей активности трещин, пересекающих ее горизонтальный ствол. Расчет производился при коэффициенте аномальности пластового давления, равном 0,8 гидростатического. Значения региональных напряжений были взяты с 3D геомеханической модели участка месторождения. В анализе было рассмотрено два характерных для данной скважины типа ориентации трещин (I и II) (таблица 2.7) [191].

Таблица 2.7 – Параметры трещин, характерные для скважины № 1

Тип	Азимут падения трещины	Азимут простирания трещины	Угол падения
I	260°	170°	80°
II	245°	140°	80°

Трещины II-го типа представляют собой простирание трещин, наиболее преобладающее для скважины № 1.

Результаты анализа активности трещины I-го типа в условиях динамики (при работе скважины на депрессии) и статики (после глушения скважины) показаны на рисунке 2.33 (а, б). Зависимость, представленная на рисунках, описывает значение нормальных и сдвиговых напряжений на линии пересечения поверхности трещины с цилиндрической стенкой скважины. Прямая линия (голубого цвета) представляет так называемую линию минимального сопротивления «сухого» трения для горной породы в интервале целевого пласта. Если в точке трещины комбинация нормального и сдвигового напряжения превышает линию минимального сопротивления «сухого» трения, то данная область трещины испытывает перемещения по поверхности и в данной области трещина, в силу возникающих растягивающих деформаций, становится проводящей. Как видно из рисунка 2.33 (а, б), «опорные точки» 1, 2, 3 и 4 располагаются ниже прямой в обоих случаях: как на депрессии, так и в процессе глушения. Таким образом, трещина I-го типа скважины № 1 не попадает в активное проводящее состояние в рассматриваемом диапазоне забойных давлений [191].

Трещины II-го типа представляют наименее преобладающее направление трещин, для скважины № 1. Результаты анализа проводящей активности трещины II-го типа в условиях динамики и статики (при работе скважины на депрессии, на гидростатическом давлении и на репрессии) представлены на рисунке 2.34 (а, б). Согласно полученным результатам, комбинация нормального и сдвигового напряжения превышает линию минимального сопротивления «сухого» трения данной горной породы (красные точки) на депрессии (рисунок 2.34, а) и при давлении закачки жидкости глушения в скважину (рисунок 2.34, в), т.е. в динамике, данная трещина находится в раскрытом (активном проводящем) состоянии. Активные зоны трещины, пересекающие ствол скважины, обозначены красными точками (рисунок 2.34, а и в). Как видно из рисунка 2.34 (а) при депрессии в активном состоянии находится часть трещины, которой соответствуют точки 2', 3, 4, 4'. В условиях статики (после глушения скважины) трещина полностью находится в закрытом (неактивном) состоянии (рисунок 2.34, б) [191].

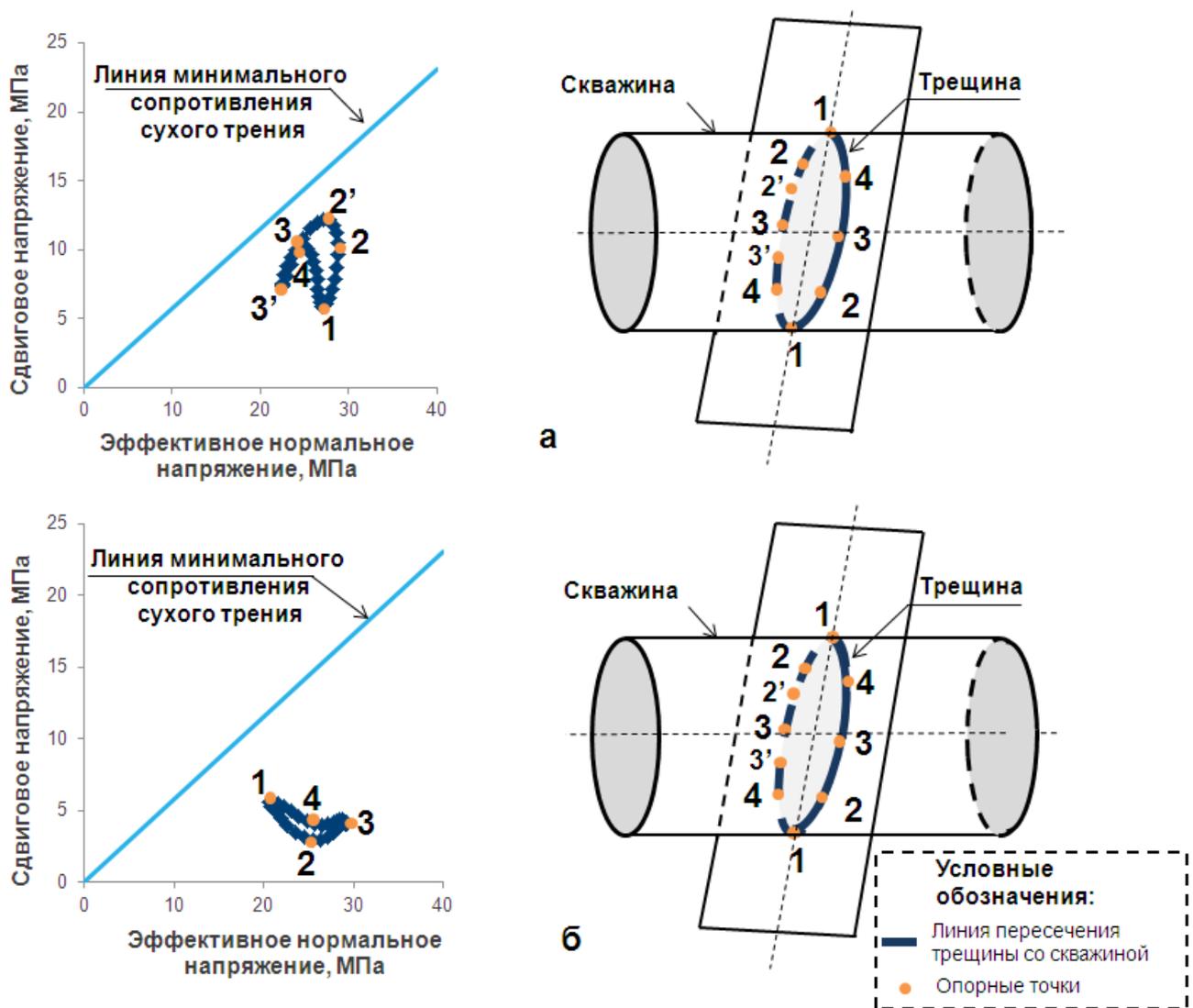


Рисунок 2.33 – Диаграмма напряженного состояния трещины I-го типа:

а) в процессе эксплуатации скважины (на депрессии); б) в процессе глушения скважины (при давлении закачки жидкости глушения) [191]

При закачке в скважину жидкости глушения (и последующем ее продавливании в ПЗП) забойное давление повышается, и трещина снова переходит в активное (раскрытое) состояние. Однако, согласно результатам, представленным на рисунке 2.34 (б), у трещины изменилось расположение активной зоны относительно стенок скважины (точки $4' - 1 - 1'$). Логично предположить, что блокирующий состав в процессе глушения скважины (при создании репрессии) проникнет в ту зону трещины, которая не является активной при эксплуатации скважины (точки $4' - 1 - 1'$). При разрядке скважины после глушения, возможен прорыв газа из области трещины, не закрепленной блокирующей пачкой (точки $2' - 3 - 4 - 4'$) (рисунок 2.34).

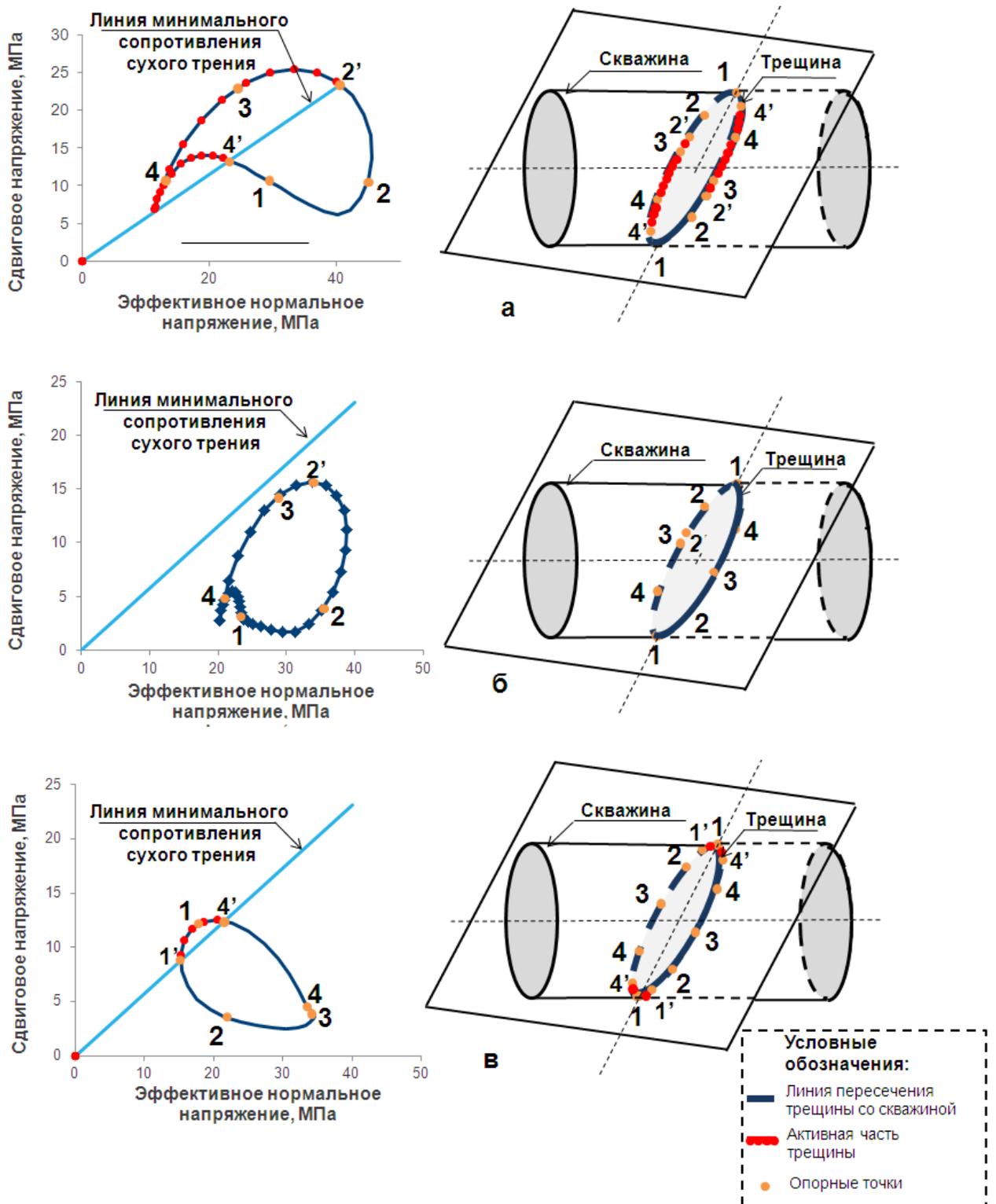


Рисунок 2.34 – Диаграмма напряженного состояния трещины II-го типа:

а) в процессе эксплуатации скважины (на депрессии), б) в процессе проста скважины (на гидростатическом давлении), в) в процессе глушения скважины (при давлении закачки жидкости глушения) [191]

В проведенном геомеханическом анализе было использовано распределение трещин, полученных при помощи данных интерпретации микроимиджера. Для скважин, у которых не

проводился данный комплекс ГИС, предлагается использовать статистическое распределение ориентаций трещин, полученное из геомеханической модели трещиноватости.

Таким образом, зная активные зоны в трещине, можно качественно определить места и характер проникновения блокирующих составов в ПЗП, проведя комплекс лабораторных реологических и фильтрационных исследований.

На рисунке 2.35 визуализирован пример изменения проводящей активности трещины в зависимости от напряженно-деформированного состояния ПЗП на разных стадиях цикла работы скважины:

I. Эксплуатация скважины, сопровождающаяся репрессией (рисунок 2.35, а и д).

II. Глушение скважины, сопровождающееся репрессией (рисунок 2.35, б).

III. Разрядка скважины после ее глушения и технического отстоя, сопровождающаяся снижением забойного давления до величины пластового (рисунок 2.35, в).

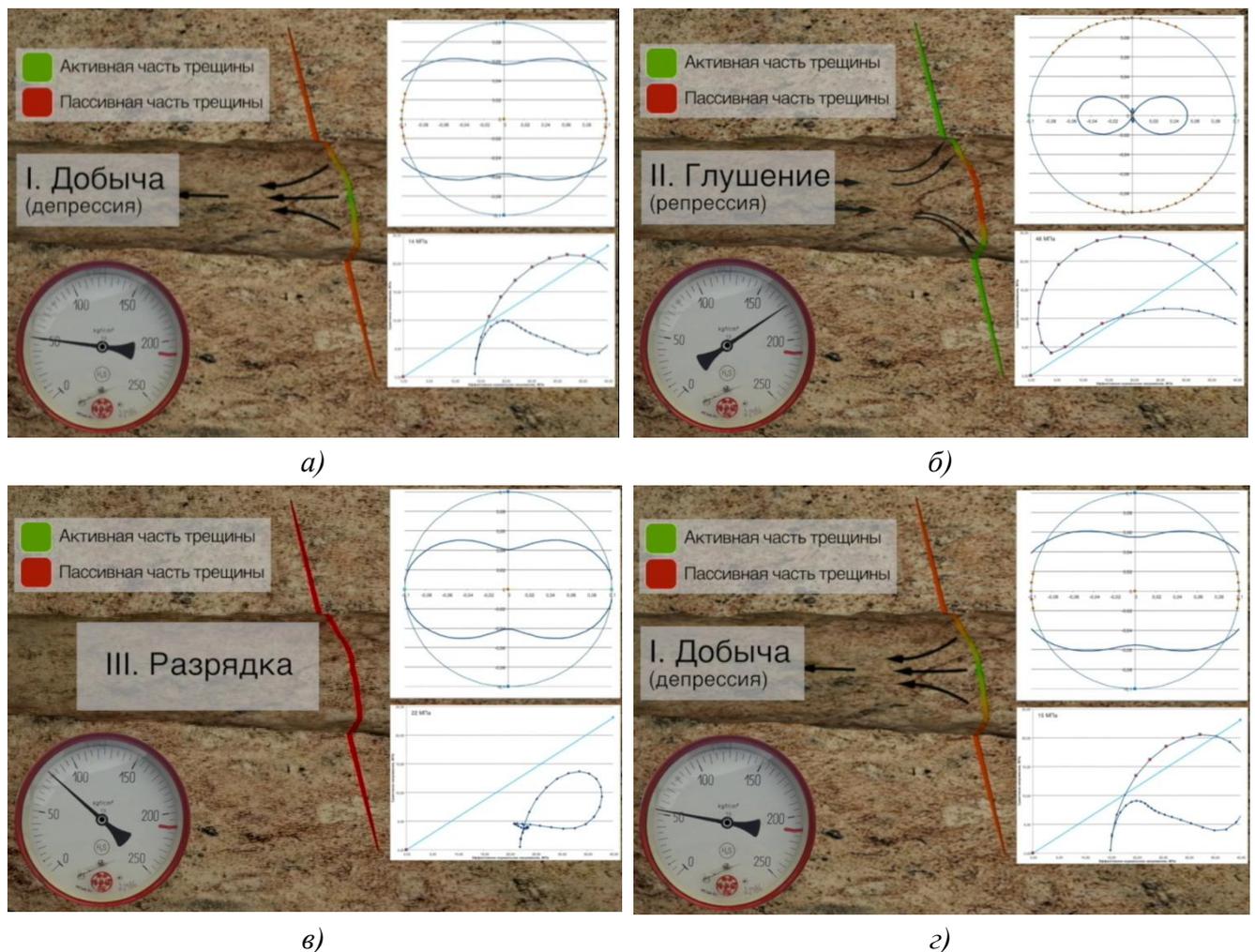


Рисунок 2.35 – Пример изменения проводящей активности трещины в зависимости от напряженно-деформированного состояния ПЗП на разных стадиях работы добывающей скважины

2.2.4 Обобщение комплексного анализа данных геофизических исследований, сейсмике и геомеханики

Обобщая результаты проведенного комплексного анализа, следует сказать, что при глушении добывающих скважин в осложненных условиях их эксплуатации необходимо:

1. Осуществлять качественный и количественный сбор исходной геолого-технической информации.
2. Учитывать при планировании операций глушения особенности геологического строения объекта (наличие зон разуплотнения в интервале продуктивного пласта, наличие поглощений при бурении скважины и др.).
3. Исключать вероятность заколонной циркуляции выше интервала перфорации продуктивного пласта (интервала открытого ствола).
4. Проводить анализ опыта проведения предыдущих операций глушения скважин.
5. Проводить прямые замеры пластового давления непосредственно перед глушением скважины для правильного расчета плотности раствора глушения.
6. Проводить детальный контроль операций глушения как на этапе планирования, так и в процессе осуществления на предмет выбора необходимой плотности раствора глушения и его объема, а также контроля технологических параметров в процессе выполнения работ (забойного и устьевого давлений, объемов закачки).

На рисунках 2.36-2.38 представлена обобщенная блок-схема алгоритма сбора, анализа и обработки геолого-промысловых данных для подбора типа блокирующего состава и режима его закачки в скважину с целью повышения эффективности глушения скважин в условиях трещинных карбонатных коллекторов НГКМ.



Рисунок 2.36 – Методика геомеханического сопровождения процесса глушения скважин



Рисунок 2.37 – Блок-схема алгоритма построения дискретной модели трещин месторождения (DFN)

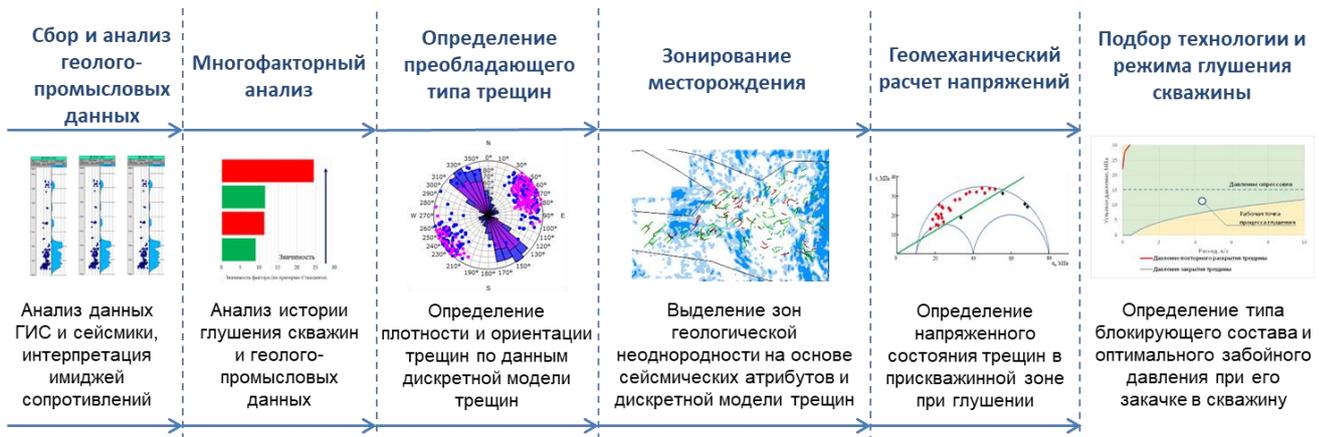


Рисунок 2.38 – Комплексная модель планирования и сопровождения технологии глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации

2.3 Выводы по Главе 2

1. Разработан метод комплексного анализа геолого-промыслового материала с целью оценки эффективности глушения добывающих скважин, включающий многофакторный анализ и анализ причин повторных глушений скважин. Данный метод позволил установить наиболее значимые факторы, влияющие на продолжительность выхода скважин на режим эксплуатации в условиях исследуемого НГКМ с карбонатным коллектором и АНПД:

- объем водного раствора ЖГС при доливе скважины во время ремонта (требуется применение технологических жидкостей с регулируемыми блокирующими свойствами);
- продолжительность простоя скважины после её остановки перед глушением (требуется создание условий для максимально возможного восстановления уровня текущего пластового давления (за счет увеличения продолжительности простоя скважины) в ПЗП с целью последующего корректного расчета плотности ЖГС);
- обводненность добываемой продукции до глушения скважины (при подборе типа и компонентного состава ЖГС необходимо учитывать ее совместимость с пластовой водой и величину обводненности добываемой продукции);
- текущее пластовое давление на момент глушения скважины (для корректного расчета плотности ЖГС необходим прямой замер текущего пластового давления в ПЗП перед глушением и прогноз его изменения во времени в течение всего срока ремонта скважины).

2. Установлено, что средняя успешность глушения нефтяных скважин на исследуемом НГКМ составляет 67 % (глушение скважин за 1 цикл). По итогам анализа разработана классификация причин повторных глушений скважин, подразделяющаяся на геологические (осложненные горно-геологические условия, недостоверные данные по значению пластового давления на момент глушения, недостаточная разрядка скважины после ГРП), технические (состояние подземного оборудования скважины, осложнение ремонтных работ, неэффективное проведение операций по глушению скважин и др.) и организационные (осложнение процесса организации ремонтных работ).

3. Для повышения успешности глушения добывающих скважин, в условиях исследуемого НГКМ, необходим комплексный анализ особенностей изменения в межскважинном пространстве геолого-физических свойств трещинных коллекторов, учитывающий применение передовых методов специальных ГИС и методик обработки и интерпретации их данных (в комплексе с детальным анализом кернового материала), данных сейсмических атрибутов («Ant-tracking» и «Chaos») и особенностей геомеханического поведения пород-коллекторов с трещинами.

4. Установлены связи сейсмических атрибутов «Ant-tracking» и «Chaos» с успешностью глушения добывающих скважин в условиях НГКМ, позволяющие выделить на месторождении три зоны геологической неоднородности (в зависимости от степени трещиноватости), для каждой из которых могут быть рекомендованы разные типы (по реологическим характеристикам и блокирующим свойствам) блокирующих составов с целью повышения вероятности успешного глушения скважин.

5. Продуктивные горизонты НГКМ представлены коллекторами трещинно-порового типа, поэтому правильная количественная оценка проводящей активности трещин является критерием успешности глушения скважины. Напряженное состояние вблизи скважины существенно отличается от регионального поля напряжений и меняется в зависимости от создаваемого на забое давления, что в свою очередь влияет на активность трещин вблизи ствола скважины. Наличие имиджера сопротивлений или откалиброванной геомеханической модели трещиноватости позволяет спрогнозировать активно проводящие участки трещин вблизи ствола скважин при различных значениях внутрискважинного давления.

6. Необходимо изучение геомеханических свойств трещинных пород-коллекторов, что позволит дать ценную информацию о способности трещин к проводимости флюида при определенных гидродинамических условиях закачки ЖГ в скважину. Получаемые таким образом данные дают возможность планировать процесс глушения скважины с учетом природной трещиноватости, что может обеспечить решение проблемы поглощения ТЖ пластом и предотвращения необходимости повторного глушения скважины. Изменение забойного давления в процессе нагнетания жидкости в пласт приводит к изменению напряжений, действующих на поверхности трещины, что вызывает активацию ее сегментов.

7. С целью повышения эффективности глушения скважин в условиях трещинных карбонатных пород-коллекторов НГКМ предложен алгоритм анализа геолого-промысловых данных и выдачи рекомендаций по сопровождению процесса глушения скважин в осложненных условиях их эксплуатации, заключающийся в последовательном анализе построенной дискретной модели трещин (DFN) на основе данных интерпретации имиджеров сопротивлений с целью определения преобладающего типа трещин и последующего зонирования месторождения по степени геологической неоднородности для подбора типа блокирующего состава и режима его закачки в скважину.

Таким образом, для повышения эффективности глушения скважин в осложненных условиях необходим системный подход, заключающийся в обоснованном выборе наиболее эффективных блокирующих составов и технологий их применения, который рекомендуется делать с учетом анализа промысловых данных и опыта глушения скважин на исследуемом объекте, а также комплексного (численного, физического и промыслового) моделирования процессов, происходящих в системе «скважина – ПЗП». Предложена комплексная модель планирования и сопровождения технологий глушения нефтедобывающих скважин в осложненных условиях их эксплуатации, обеспечивающая взаимосвязь между геологическими, геомеханическими и технологическими параметрами процессов, влияющих на эффективность данного мероприятия.

ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ФИЗИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССОВ ГЛУШЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН

3.1 Лабораторно-методический комплекс для исследования технологических жидкостей глушения нефтяных скважин

3.1.1 Организационно-техническое обеспечение лабораторных исследований

Экспериментальные исследования проводились на кафедре разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (РНГМ) в комплексной лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» (рисунок 3.1) на базе созданного лабораторно-методического комплекса, оснащенного высокотехнологичным оборудованием и специально разработанными экспериментальными стендами (рисунок 3.2), а также в лаборатории физико-механических свойств и разрушения горных пород Научного центра геомеханики и проблем горного производства Санкт-Петербургского горного университета.



Рисунок 3.1 – Структура комплексной лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов»

Горного университета



Рисунок 3.2 – Состав созданного лабораторно-методического комплекса по исследованию
блокирующих составов ЖГС

К основным видам исследований данных лабораторий относятся:

- фильтрационные исследования пластовых флюидов;
- исследование процессов вытеснения нефти из модели пласта;
- реологические исследования пластовых флюидов и технологических жидкостей;
- исследование процессов образования твердых органических частиц (парафинов и асфальтенов) в нефти;
- стандартный анализ керна и пластовых флюидов;
- исследование структуры пустотного пространства керна;
- исследование физико-механических свойств горных пород;
- построение цифровых трехмерных геологических и гидродинамических моделей нефтяных месторождений.

Разработка отечественных инновационных технологий невозможна без интеграции образования, науки и производства, в частности, без эффективного использования научно-образовательного потенциала ведущих университетов страны. В связи с этим в начале 2011 г. на базе кафедры РНГМ совместно с ООО «Газпромнефть НТЦ» был создан Объединенный научно-исследовательский центр (ОНИЦ) в форме Консорциума по разработке и внедрению инновационных технологий добычи и переработки углеводородного сырья. Данный центр инновационных технологий добычи нефти был создан для объединения и координации усилий в научной, производственной и образовательной деятельности по приоритетному направлению – «Разработка эффективных и ресурсосберегающих технологий добычи и переработки минерального сырья (нефтегазовое направление)» [146].

Схема взаимодействия нефтяной компании и вуза в процессе работы научно-исследовательского центра представлена на рисунке 3.3 (а). Дочерние общества ПАО «Газпром нефть» формулируют проблему, требующую научной оценки и технологического решения. После предварительного обсуждения в «Газпромнефть НТЦ» проблемный вопрос в качестве технического задания на научно-исследовательские работы направляется в объединенный центр, где всесторонне изучается рабочей группой, созданной за счет кооперации кадрового потенциала Горного университета и специалистов компании [146].

В состав ОНИЦ вошло 8 научно-исследовательских лабораторий, оснащенных самым современным экспериментальным оборудованием: подготовки керна и пластовых флюидов; физики нефтегазового пласта; реологических исследований; моделирования разработки нефтегазовых месторождений; исследований нефтяных дисперсных систем; исследований процессов фильтрации пластовых нефтей; тампонажных и буровых растворов; исследований процессов коррозии и солепарафиноотложений. Данный лабораторный комплекс позволяет

решать ряд задач, которые есть у компании ПАО «Газпром нефть» в области нефтедобычи (рисунок 3.3, б) [146].

В процессе совместной работы с ООО «Газпромнефть НТЦ» в рамках ОНИЦ был создан современный лабораторно-методический комплекс, оснащенный высокотехнологичным оборудованием и специально разработанными экспериментальными стендами, для проведения исследований по разработке новых и подбору существующих технологических жидкостей различного типа при моделировании процесса глушения и освоения скважин в термобарических пластовых условиях. Разработанный комплекс апробирован совместно с ООО «Газпромнефть НТЦ» в условиях ряда месторождений, разрабатываемых ПАО «Газпром нефть» (ЮЛТ Приобского, Вынгапуровское, Вынгаяхинское, Восточный участок Оренбургского, Новопортовское, Велебит, Мокрин) (Приложение Е).

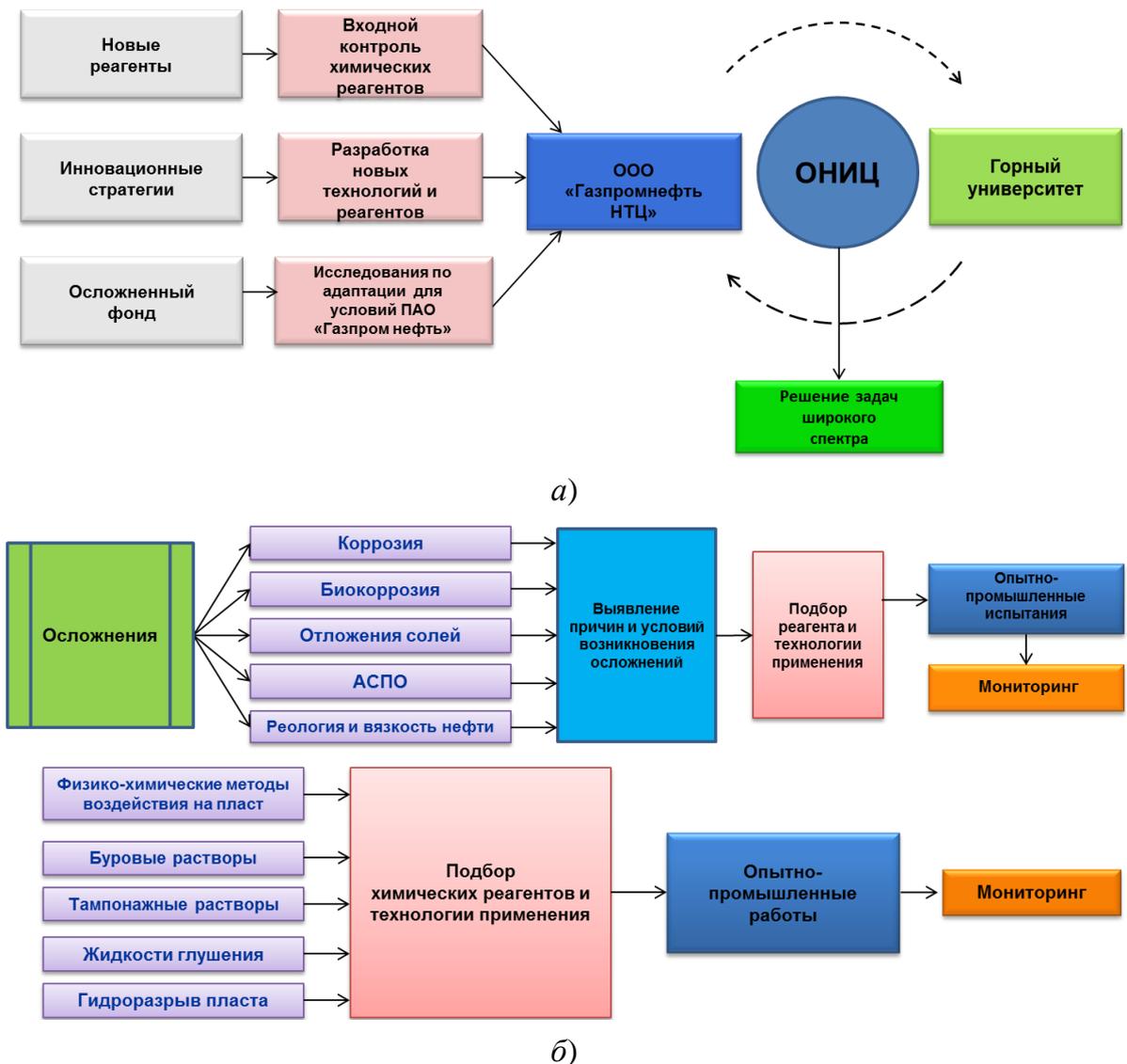


Рисунок 3.3 – Схема взаимодействия (а) и исследовательские задачи (б) объединенного научно-исследовательского центра [146]

Также некоторые из представленных ниже методик исследования физико-химических и реологических свойств ГЖ использовались при разработке инструкций по проведению контроля параметров блокирующих составов «ИЭР» (инвертно-эмульсионный раствор) и «БК» (биополимерная композиция), используемых при глушении нефтяных и газовых скважин компанией ООО «Газпромнефть-Оренбург» на ВУ ОНГКМ (Приложение Г).

Синергетический эффект от объединения потенциалов Горного университета и ООО «Газпромнефть НТЦ» был достигнут в том числе за счет совмещения возможностей современной лабораторной базы с масштабными «полевыми» испытаниями [146].

3.1.2 Программа проведения лабораторных исследований

Методическое обеспечение лабораторных исследований разрабатывалось с учетом требований общепринятых стандартов [239, 241, 242, 273], а также с учетом внутренних стандартов и регламентов ряда нефтедобывающих компаний России.

При проведении лабораторных исследований жидкостей глушения скважин, как правило, преследуются следующие основные цели:

- оценка возможности применения жидкости глушения в условиях объекта;
- определение основных физико-химических и технологических (применительно к условиям объекта) показателей жидкостей глушения и установление их соответствия требованиям стандартов компании;
- оценка влияния ЖГС на фильтрационные характеристики пород-коллекторов исследуемого объекта;
- выбор из числа жидкостей глушения различных производителей наиболее приемлемых (эффективных) для проведения опытно-промысловых испытаний;
- разработка рекомендаций к применению рекомендуемых для опытно-промысловых испытаний жидкостей глушения, учитывающих условия объекта.

Поскольку глушение скважин в осложненных условиях их эксплуатации осуществляется в основном с применением блокирующих составов повышенной вязкости (в том числе с наполнителями-кольматантами), непосредственно контактирующих с ПЗП и предотвращающих попадание в нее вышерасположенного водного солевого раствора традиционной ЖГС, то в данном разделе представлена методика исследования именно этих систем.

Исследования проводились как на стандартном лабораторном оборудовании, так и с использованием специально разработанных экспериментальных стендов.

Комплекс лабораторных исследований блокирующих составов жидкостей глушения скважин состоял из следующих основных этапов:

1. Физико-химические исследования (содержание зависит от типа исследуемой ЖГС):

- внешний вид;
- плотность;
- термостабильность;
- агрегативная устойчивость;
- деструкция;
- смешиваемость;
- коррозионная активность;
- температура застывания;
- электростабильность (для эмульсионных составов);
- седиментационная стабильность (для составов с наполнителем-кольматантом);
- межфазное натяжение (для эмульсионных составов с реагентом-эмульгатором).

2. Реологические исследования (содержание зависит от типа исследуемой ЖГС):

- эффективная вязкость;
- «кривая вязкости» (зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига или частоты вращения ротора);
- напряжение сдвига;
- время гелеобразования сшитых композиций.

3. Исследование блокирующих свойств составов с наполнителем-кольматантом:

- перепад давления начала фильтрации блокирующего состава сквозь трещину;
- профильтрованный через трещину объем блокирующего состава.

4. Фильтрационные исследования (как правило, проводятся при соответствии жидкостей глушения требованиям вышеуказанных пунктов №№ 1-3):

- коэффициент относительного изменения проницаемости керна или проницаемости/проводимости трещины или пропантной упаковки;
- максимальный градиент давления начала фильтрации нефти/воды после закачки ЖГС в керн/трещину/пропантную упаковку;
- объем профильтровавшегося в керн/трещину/пропантную упаковку блокирующего состава при заданных значениях перепада давления при моделировании процесса «глушения» скважины;
- начальный градиент давления сдвига блокирующего состава в

керне/трещине/пропантной упаковке при моделировании процесса «освоения» скважины;

- давление прорыва газа через блокирующий состав.

5. Геомеханические исследования (при необходимости):

- построение паспорта прочности породы-коллектора;
- проведение фильтрационных исследований в условиях напряженного состояния в термобарических условиях.

На завершающем этапе осуществляется формирование сравнительной линейки жидкостей глушения в условиях исследуемого объекта в зависимости от возможной эффективности их применения с целью формирования рекомендаций по их дальнейшим опытно-промысловым испытаниям.

3.1.3 Методика физико-химических исследований

Ниже представлено краткое описание методик выполнения основных этапов работ при исследовании физико-химических свойств блокирующих составов.

Внешний вид

Внешний вид приготовленных (в соответствии с требованиями производителя) блокирующих составов оценивается визуально в проходящем свете в пробирке из бесцветного стекла.

По оценке внешнего вида приготовленных блокирующих составов определяется цвет, консистенция, однородность по структуре, наличие наполнителей-кольматантов, осадка. После этого проверяется соответствие внешнего вида состава требованиям его производителя или соответствующих технических условий.

Плотность

Плотность исследуемых БС определяется пикнометрическим методом согласно [73]:

1. Определяется масса пустого пикнометра с помощью весов.
2. Пикнометр наполняется дистиллированной водой (ДВ) до метки при постоянной температуре.
3. Определяется масса пикнометра вместе с ДВ.
4. Пикнометр без ДВ высушивается в термощкафу.
5. В пикнометр до метки наливается исследуемый БС.
6. Определяется масса пикнометра вместе с исследуемой жидкостью.
7. Определяется плотность исследуемого состава по формуле (3.1):

$$\rho_{жг} = \frac{m_2 - m}{m_1 - m} \cdot \rho_{дист} \quad (3.1)$$

где m – масса пустого пикнометра, кг;

m_1 – масса пикнометра с ДВ, кг;

m_2 – масса пикнометра с исследуемым БС, кг.

Термостабильность

Приготовленный блокирующий состав в герметичной стеклянной емкости помещается в термостат с установленной температурой (в зависимости от пластовой температуры месторождения), где выдерживается не менее 3-х суток (среднее значение минимальной продолжительности ремонтных работ, в течение которых ЖГС должна сохранять свои физико-химические свойства в скважине). Через каждые 24 часа визуально оценивается состояние блокирующей композиции и изменение ее внешнего вида. При выделении водной фазы, расслоении и образовании осадка, исследуемая блокирующая композиция считается нестабильной (таблица 3.1).

Если величина слоя выделившейся водной фазы равна нулю, то эмульсионный раствор считается стабильным. При высоких температурах допускается небольшое выделение УВ слоя (верхний темный слой), который легко удаляется простым встряхиванием или перемешиванием состава.

Агрегативная устойчивость

Измерение агрегативной устойчивости эмульсионных составов производится после их суточной выдержки в стандартных условиях (20 °С) и через каждые 24 часа при их выдержке при пластовой температуре в термошкафу. Визуально измеряется количество выделившейся из эмульсии водной (дисперсной) фазы. Агрегативная устойчивость эмульсий определяется по формуле (3.2):

$$A_y = \frac{V_{эм}}{V_{эм} + V_в} \cdot 100 \quad (3.2)$$

где A_y – агрегативная устойчивость эмульсии, %;

$V_{эм}$ – общий объем эмульсии, м³;

$V_в$ – объем выделившейся из эмульсии водной фазы, м³.

Таблица 3.1 – Пример результатов исследования термостабильности блокирующих составов

Эмульсионный блокирующий состав – не стабилен, выпадает осадок			
После приготовления	1 сут	2 сут	3 сут
			
Полимерный блокирующий состав – стабилен			
После приготовления	1 сут	2 сут	3 сут
			

Деструкция

Деструкция блокирующего состава определяется аналогично термостабильности, за исключением необходимости ввода в него деструктора в соответствии с рекомендациями производителя. При этом время выдержки состава при температуре может быть увеличено, а интервал времени фиксирования внешнего вида пробы – уменьшен. Исследования проводятся до момента потери структурных свойств блокирующего состава, либо до момента неизменного визуального состояния пробы. В результате визуально фиксируется время и степень деструкции исследуемого состава.

Смешиваемость

Результаты лабораторных испытаний по смешиваемости проводятся с целью выявления необходимости применять буферные пакки при закачке в скважину блокирующих составов для недопущения ухудшения их характеристик.

Определение смешиваемости (растворимости) блокирующих составов осуществляется с нефтью, пластовой водой, водными растворами хлоридов натрия и кальция (водные растворы ЖГС, размещаемые в скважине, как правило, выше блокирующих составов) в условиях пластовой температуры (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Пример результатов исследования смешиваемости блокирующих составов с пластовой водой

Сразу после приготовления	Сразу после перемешивания	Через 24 часа	Через 48 часов	Через 72 часа
				
Не смешивается	Смешивается	Смешивается	Смешивается	Смешивается
Сразу после приготовления	Сразу после перемешивания	Через 24 часа	Через 48 часов	Через 72 часа
				
Не смешивается	Не смешивается	Не смешивается	Не смешивается	Не смешивается

Исследования проводятся путем смешивания исследуемых БС с пластовой водой в соотношении 1:1. Проба полученного образца перемешивается путем десятикратного переворачивания банки. Затем полученная проба помещается в термошкаф с установленной пластовой температурой, где выдерживается в течение 3-х суток. Состояние пробы оценивается визуально сразу после приготовления, а также через каждые 24 часа. Смешиваемость оценивается визуально по наличию или отсутствию границы между смешиваемыми жидкостями.

Коррозионная активность

Коррозионная активность БС оценивается гравиметрическим методом. Методика оценки коррозионной активности БС заключается в выдерживании в их жидкой среде образцов металла в течение установленного времени при заданной температуре пласта. Исследуемые образцы металла выдерживаются в БС в течение 1 суток. Испытания проводятся без постоянного перемешивания жидкой среды. В качестве образцов металла используются плоские прямоугольные пластинки с размерами 5,0 x 1,2 x 0,025 см, изготовленные из стали марки Ст.20. Перед проведением испытаний поверхность металлических пластин подготавливается согласно [74].

Скорость коррозии V_c (кг/м²·час) вычисляется по формуле (3.3):

$$V_c = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot t}, \quad (3.3)$$

где m_1 – исходная масса пластины до воздействия БС, кг;

m_2 – масса пластины после воздействия БС, кг;

S – площадь поверхности пластины, м²;

t – время эксперимента, ч.

Согласно требованиям [241] допустимая коррозионная активность растворов глушения и ремонтно-технологических жидкостей не должна превышать 0,10-0,12 мм/год.

Температуры застывания

Температура застывания блокирующих составов оценивается согласно [67]. В ходе лабораторных исследований используется следующее оборудование: низкотемпературный термостат (криостат) LIOPLT-912, комплект приспособлений для метода Б [67]. Измерения проводятся в интервале температур до минус 45 °С.

Электростабильность

Определение стабильности эмульсионных составов визуальным методом оценки дает качественную характеристику их устойчивости. Для количественного определения параметров устойчивости эмульсионных блокирующих составов проводятся исследования по определению их электростабильности. Исследование проводится на приборе для измерения электрической стабильности гидрофобных эмульсий экспресс-методом ТЭЭ-01.

Анализ литературы показал, что чем больше напряжение пробоя, тем выше агрегативная устойчивость эмульсии [196, 283].

Седиментационная стабильность

Сущность методики оценки седиментационной стабильности блокирующих составов с наполнителем-кольматантом заключается в определении показателя изменения их плотности по объему (верхней половины состава в сравнении с нижней) после термостатирования (3.4):

$$C_{cc} = \frac{\rho_2}{\rho_1} \cdot 100, \quad (3.4)$$

где C_{cc} – коэффициент седиментационной стабильности, %;

ρ_1 – плотность верхней половины пробирки, кг/м³;

ρ_2 – плотность нижней половины пробирки, кг/м³.

После выдержки исследуемого состава при пластовой температуре в течение 3-х суток осуществляется замер плотности верхнего и нижнего объемов пробирки. Исследуемый состав считается седиментационно стабильным, если полученный коэффициент седиментационной стабильности не менее 98 %.

Межфазное натяжение

Определение зависимости межфазного натяжения на границе «нефть (или ДТ) с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция (или натрия)» от концентрации и типа эмульгатора производится с использованием прибора EASY DROP DSA 15E (KRUSS GmbH, Германия) согласно [72, 75] (рисунок 3.4).

Управление прибором осуществляется с помощью программного комплекса DSA-209, который с помощью автоматической видео регистрации позволяет определять форму и размер капли, и рассчитывать межфазное натяжение.



Рисунок 3.4 – Прибор EASY DROP DSA 15E для измерения межфазного натяжения на границе раздела фаз

Водный раствор хлористого кальция (или натрия) необходимой плотности наливается в стандартную мерную кювету общим объемом 25 см³. В нефть (или ДТ) дозируется эмульгатор при следующих объемных концентрациях: 0,01; 0,025; 0,05; 0,1; 0,2; 0,5 %. Подготовленная смесь углеводородной фазы и эмульгатора набирается в шприц, который закрепляется в приборе EASY DROP так, чтобы кончик иглы (с закругленным концом) был виден на мониторе компьютера. Затем игла помещается в кювету с водным раствором соли и производится равномерное вытеснение исследуемой жидкости из шприца в кювету с образованием всплывающих капель. Весь процесс записывается как видеофайл, который затем анализируется с помощью программного комплекса DSA-209. В результате анализа для каждого образца жидкости (для каждой концентрации эмульгатора в нефти (или ДТ)) рассчитывается 6 значений межфазного натяжения, из которых удаляются максимальное и минимальное значения. Из оставшихся 4-х значений рассчитывается среднее арифметическое, по которому строится график зависимости межфазного натяжения на границе «нефть (или ДТ) с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция (или натрия)» от концентрации и типа эмульгатора. Чем ниже межфазное натяжение на границе раздела фаз – тем более стабильной получается эмульсия [4, 196].

3.1.4 Методика реологических исследований

Реологические исследования блокирующих составов являются одним из важнейших этапов, так как в первую очередь от их вязкости зависит эффективность блокирования интервала перфорации скважины, особенно в осложненных условиях эксплуатации скважины (АНПД, трещинный карбонатный коллектор, высокий газовый фактор и др.).

Описанная ниже методика исследований ориентирована на применение ротационного вискозиметра, в частности, автоматизированного вискозиметра Rheotest RN 4.1 (рисунок 3.5) фирмы RHEOTEST Medingen GmbH (Германия). Данный реометр внесен в Государственный реестр средств измерений РФ под № 22819-07. Рабочий температурный диапазон данного прибора составляет от -10 до +120 °С. Предельное значение измеряемой вязкости прибора – $3 \cdot 10^9$ мПа·с. Частота вращения прибора ограничена 1000 об/мин. Крутящий момент прибора может изменяться от 0,1 до 150 мН·м. Управление прибором и обработка результатов автоматизированы с помощью специализированной программы «RHEOTEST».

Методика лабораторного исследования реологических характеристик блокирующих составов описана в работе [43] и заключается в определении:

- эффективной вязкости при 300 об/мин;
- «кривой вязкости» (зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига или частоты вращения ротора);
- напряжения сдвига (статический предел текучести или статическое напряжение сдвига (СНС)) после гелеобразования сшитых композиций в режиме контролируемой скорости сдвига путем построения зависимости напряжения сдвига τ от скорости сдвига D , определение напряжения сдвига, при котором начинается разрушение структуры состава (чем выше СНС, тем больший градиент давления блокирующий состав способен выдержать, не разрушившись [274]);
- времени гелеобразования сшитых композиций в «динамическом» режиме путем измерения эффективной вязкости $\mu_{эфф}$ состава во времени при заданной скорости сдвига, равной скорости закачки состава в скважину, и в «статическом» режиме осциллирующих напряжений путем измерения комплексной вязкости во времени.



Рисунок 3.5 – Ротационный автоматизированный вискозиметр Rheotest RN 4.1

Построение «кривой вязкости» (рисунок 3.6, а) и определение статического напряжения сдвига (рисунок 3.6, б) проводится для блокирующих составов всех типов. СНС характеризует начальный градиент давления, при котором происходит разрушение композиции и начало ее движения.

Эксперименты по определению времени гелеобразования проводятся только для сшитых композиций, представляющих собой нелинейные гели.

Определение реологических характеристик осуществляется с учетом [66]. Измерения проводятся с использованием цилиндрической измерительной системы.

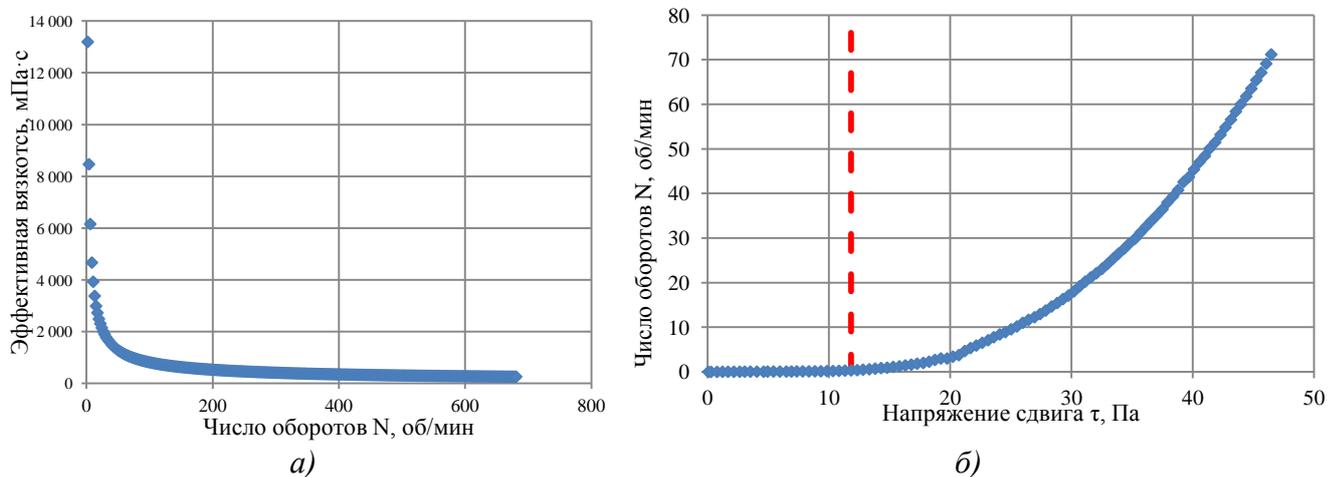


Рисунок 3.6 – Пример зависимости эффективной вязкости БС от числа оборотов ротора вискозиметра (а) и определения статического предела текучести (или СНС) блокирующего состава (б)

Методика проведения реологических исследований зависит от типа блокирующего состава [43, 321]:

1. Блокирующие составы, вязкость которых не зависит от времени (линейные (несшитые) гели).

2. Блокирующие составы, вязкость которых увеличивается со временем.

I. Последовательность реологических исследований блокирующих составов, вязкость которых не зависит от времени, включает следующие этапы:

1) Моделирование процесса разрушения блокирующего состава. Определяется статический предел текучести или СНС путем построения зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига в режиме контролируемого напряжения сдвига. СНС равняется значению напряжения сдвига τ , предшествующему разрушению структуры состава.

Условия проведения эксперимента:

- предварительная выдержка состава в измерительной ячейке в течение 15 мин;
- время эксперимента t : 0-500 с;
- напряжения сдвига τ : 0-2000 Па.

Статическое напряжение сдвига является показателем прочности внутренней структуры блокирующей жидкости глушения, сформировавшейся за время покоя. Его величина определяется тем напряжением, которое необходимо превысить в покоящейся жидкости, чтобы разрушить ее внутреннюю структуру и привести в движение [117, 317]. Чем выше величина статического напряжения сдвига блокирующих жидкостей глушения – тем ниже вероятность поглощения состава в ПЗП особенно при глушении скважин, градиенты пластовых давлений которых значительно ниже потенциальных возможностей ЖГС с точки зрения обеспечения требуемой репрессии на пласт [302].

2) Определение эффективной вязкости проводится в режиме контролируемой скорости сдвига «кривая вязкости» (CR test – Controlled Rate). Суть метода исследований заключается в получении зависимости эффективной вязкости (напряжения сдвига) от скорости сдвига (частоты вращения) при постепенном увеличении последнего параметра от 0 до 300 с⁻¹ (кривая вязкости жидкости).

Условия проведения эксперимента:

- измерительный цилиндр Н2, толщина полимерного слоя $h_{пол}$: 5,225 мм;
- режим возрастающей скорости сдвига γ : 0-300 1/с;
- длительность эксперимента t : 300 с.

II. Последовательность реологических исследований блокирующих составов, вязкость которых зависит от времени (повышается), включает следующие этапы:

1) Моделирование состояния БС сразу после его приготовления на устье скважины для оценки фильтруемости данной технологической жидкости в межтрубное пространство или в колонну НКТ. Определяется эффективная вязкость состава при различной скорости сдвига путем снятия «кривой вязкости».

Условия проведения эксперимента:

- время эксперимента t : 0-300 с;
- скорость сдвига γ : 0-300 с^{-1} (при частоте вращения 0-681 об/мин);
- температура: 20 $^{\circ}\text{C}$.

2) Моделирование процесса закачки БС по межтрубному пространству в скважину с учетом равномерного изменения температуры по стволу скважины. Определяется время гелеобразования при постоянной скорости сдвига.

Условия проведения эксперимента:

- время эксперимента t : 170 мин;
- скорость сдвига γ : 17,6 с^{-1} ;
- температура: 20-90 $^{\circ}\text{C}$ с шагом 0,1 $^{\circ}\text{C}/\text{мин}$.

Расчет времени закачки БС в кольцевое пространство и скорости ее сдвига проводится исходя из следующих данных (на примере «типовой» скважины НГКМ):

- условный диаметр НКТ d : 0,073 м;
- внутренний диаметр НКТ $d_{\text{внут}}$: 0,062 м;
- условный диаметр ЭК D : 0,1778 м;
- внутренний диаметр ЭК $D_{\text{внут}}$: 0,159 м;
- глубина спуска НКТ h : 1960 м;
- расход БС Q : 0,003 $\text{м}^3/\text{с}$ (3 л/с) (при использовании для закачки ЦА-320М со следующими параметрами: диаметр втулки $d_{\text{втул}}$ 0,1 м и частота вращения коленчатого вала 1700 об/мин).

Время закачки ГЖ в скважину определяется по формуле (3.5):

$$t = \frac{V \cdot 1000}{Q \cdot 60}, \quad (3.5)$$

где t – время закачки блокирующего состава в межколонное пространство, мин;

V – объём межколонного пространства, м^3 ;

Q – расход блокирующего состава, л/с.

Объем межколонного пространства определяется из выражения (3.6):

$$V = \frac{\pi \cdot \left(\left(\frac{D_{внут}}{1000} \right)^2 - \left(\frac{d}{1000} \right)^2 \right) \cdot h}{4}, \quad (3.6)$$

где $D_{внут}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны (ЭК), мм;

d – условный диаметр НКТ, мм;

h – глубина спуска НКТ, м.

Скорость сдвига рассчитывается согласно [182] по формуле (3.7):

$$\gamma = \frac{8 \cdot v_{ср} \cdot 1000}{(D_{внут} - d)}, \quad (3.7)$$

где $v_{ср}$ – средняя скорость потока (3.8), м/с:

$$v_{ср} = \frac{4 \cdot Q \cdot 1000}{\pi \cdot (D_{внут}^2 - d^2)} \quad (3.8)$$

3) Моделирование процесса закачки БС в открытый ствол скважины (или в интервал перфорации). Продолжается определение времени гелеобразования при постоянной скорости сдвига.

Условия проведения эксперимента:

- время эксперимента t : 149 мин;
- скорость сдвига γ : 5,44 с⁻¹;
- температура T : 20-90 °С.

Расчет времени закачки ТЖ в открытый ствол ЭК (или в интервал перфорации) и скорости ее сдвига осуществляется исходя из следующих данных «типовой» скважины:

- длина скважины H : 2500 м;
- остальные данные берутся из предыдущего пункта.

Время закачки определяется по формуле (3.5), где t – время закачки блокирующего состава в открытый ствол (мин), V – объем открытого ствола скважины (м³), Q – расход блокирующего состава, л/с.

Объем пространства ЭК под башмаком НКТ (или насосом) определяется по формуле (3.9) (на примере открытого ствола):

$$V = \frac{\pi \cdot \left(\frac{D}{1000} \right)^2 \cdot (H - h)}{4}, \quad (3.9)$$

где D – условный диаметр ЭК, мм;

H – длина скважины, м;

h – глубина спуска НКТ, м.

Скорость сдвига определяется согласно [182] по формуле (3.10):

$$\gamma = \frac{8 \cdot v_{cp} \cdot 1000}{D}, \quad (3.10)$$

где v_{cp} – средняя скорость потока ГЖ (3.11), м/с:

$$v_{cp} = \frac{4 \cdot Q \cdot 1000}{\pi \cdot D^2}. \quad (3.11)$$

4) Моделирование процесса выдерживания БС на время реагирования (окончания процесса сшивки) при пластовой температуре. Определяется время гелеобразования в статическом режиме осциллирующих напряжений.

Условия проведения эксперимента:

- время эксперимента t : 3 ч;
- частота колебаний ротора f : 1 Гц;
- модуль напряжений G : 10 Па;
- температура T : 20-90 °С.

5) Моделирование процесса разрушения БС. Определяется статический предел текучести или СНС путем построения зависимости напряжение сдвига от скорости сдвига в режиме контролируемого напряжения сдвига. СНС равняется значению напряжения сдвига τ , предшествующему разрушению структуры состава.

Условия проведения эксперимента:

- время эксперимента t : 0-500 с;
- напряжения сдвига τ : 0-2000 Па;
- температура T : 20-90 °С.

6) Моделирование состояния блокирующего состава после закачки в скважину для оценки изменения его эффективной вязкости при пластовой температуре. Определяется эффективная вязкость состава при различной скорости сдвига путем снятия «кривой течения».

Условия проведения эксперимента:

- время эксперимента t : 0-300 с;
- скорость сдвига D : 0-300 с⁻¹ (при частоте вращения 0-681 об/мин);
- температура: 20-90 °С.

Пример результатов визуализации полученных зависимостей представлен на рисунке 3.7.

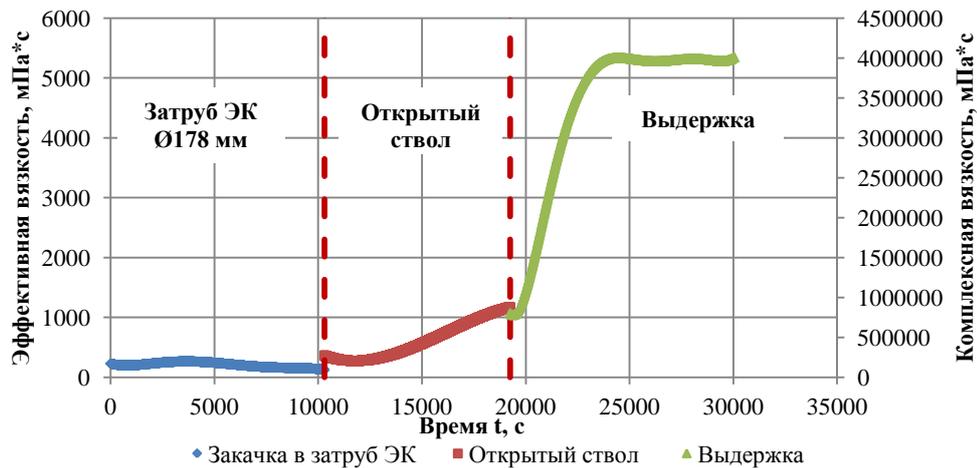


Рисунок 3.7 – Пример динамики изменения реологических параметров блокирующего состава при его закачке в скважину

С целью ускорения расчетов, производимых по данной методике, была разработана и зарегистрирована программа для электронно-вычислительной машины (ЭВМ) «Программа для расчета технологических параметров закачки жидкости в скважину на основе реологических данных» [235], подробное описание которой представлено в разделе 4.4.3.

3.1.5 Методика исследований блокирующих свойств

Лабораторные исследования блокирующих свойств составов в условиях трещинного коллектора проводятся с использованием модифицированной конструкции высокотемпературного фильтр-пресса высокого давления фирмы Fann Instrument Company (США), предназначенного для тестирования проникающей способности тампонажных материалов, а также измерения статической фильтрации ЖГС в ПЗП (рисунок 3.8) [84].

Технические характеристики фильтр-пресса:

- давление при испытании до 34 МПа;
- температура до 260 °С;
- противодействие в приемнике до 5 МПа.

Конструкция фильтр-пресса была модифицирована с целью проведения лабораторных исследований блокирующей способности ТЖ с кольматантами по отношению к трещинам разной степени раскрытости (рисунок 3.9) [84]:

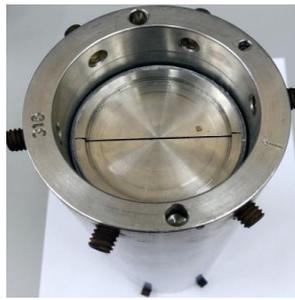
- вместо стандартного фильтровального диска использовались специально изготовленные из металла диски «П»-образного типа, имитирующие трещины различной ширины (0,5; 1; 3 и 5 мм);
- отверстие на выходе из фильтр-пресса было увеличено до 5 мм для предотвращения его забивки кольматантом.



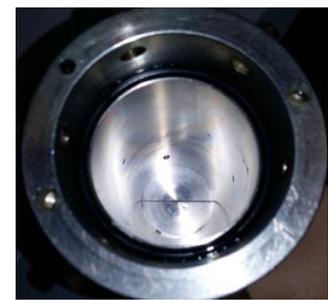
Рисунок 3.8 – Высокотемпературный фильтр-пресс высокого давления



а)



б)



в)



0,1 мм



0,5 мм



1 мм

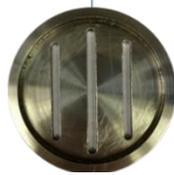


1,5 мм

2 мм

3 мм

5 мм



г)

Рисунок 3.9 – Внешний вид ячейки фильтр-пресса: а – нижняя заглушка фильтр-пресса (место выхода блокирующего состава из фильтр-пресса); б – нижняя часть ячейки фильтр-пресса (место выхода блокирующего состава из трещины); в – верхняя часть ячейки (место размещения блокирующего состава над трещиной); г – металлические диски, моделирующие трещины разной степени раскрытости.

Схема модернизированного фильтр-пресса представлена на рисунке 3.10 [84].

Последовательность действий при проведении эксперимента описана в работе [114] и состоит из следующих этапов:

- «1. В нижней части фильтр-пресса между двумя резиновыми прокладками размещался металлический диск с трещиной заданной степени раскрытости.
2. Устанавливалась нижняя заглушка, выходное отверстие которой закрывалось.
3. В ячейку вливался исследуемый состав объемом 450 см³.
4. Ячейка фильтр-пресса закрывалась верхней заглушкой, после чего затягивались все зажимные винты и закрывался верхний клапан.
5. Ячейка помещалась в терморубашку с заданной температурой ... и оставлялась на время полного прогрева ячейки и исследуемого состава (1-2 часа).
6. К верхнему клапану подсоединялась и фиксировалась газовая линия от баллона с азотом.
7. Открывался клапан в нижней заглушке.
8. Под ячейкой устанавливался мерный стакан для фиксирования объема профильтрованной жидкости.
9. В газовой линии создавалось необходимое давление (1 МПа).
10. Вместе с открытием верхнего клапана запускался секундомер.
11. Исследуемый состав выдерживался при каждом давлении (от 1 до 8 МПа (максимального рабочего давления установки), с шагом в 1 МПа) в течение 5 минут, либо до момента прекращения фильтрации жидкости через трещину.
12. Фиксировался объем профильтрованного исследуемого состава за определенный период времени.».

Основные технические параметры проведения экспериментов представлены в таблице 3.3.

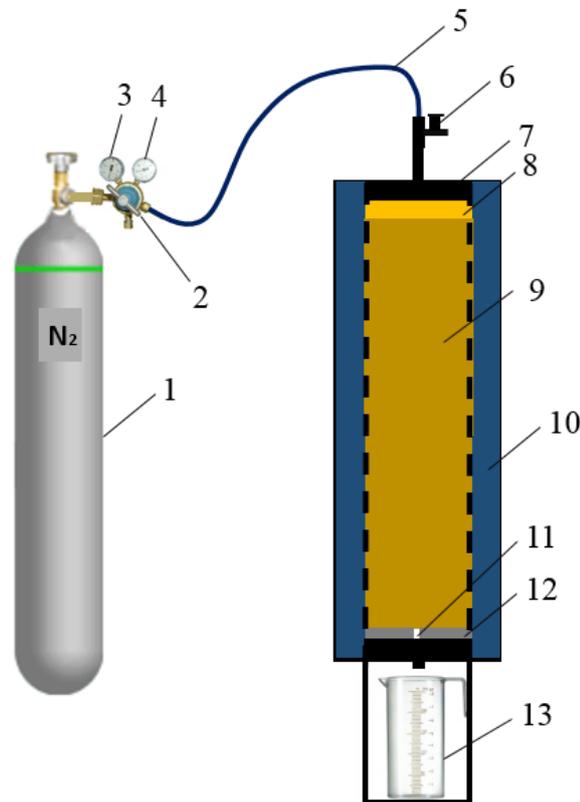
При проведении экспериментов на фильтр-прессе рекомендуется использовать только те блокирующие жидкости, которые содержат в своем составе кольматирующую добавку. Методика отбора блокирующих составов для проведения дальнейших фильтрационных исследований на керне состоит из следующих этапов:

1. По отношению к трещине минимальной степени раскрытости (0,5 мм) подбирается наиболее эффективный блокирующий состав. За критерий эффективности принимается отсутствие или незначительная фильтрация блокирующего состава через трещину.

2. Блокирующие составы, показавшие положительный результат, испытываются на трещине раскрытостью 1 мм.

3. Пункты 1 и 2 повторяются на трещинах раскрытостью 3 и 5 мм.

4. Сшитые полимерные блокирующие составы испытываются после заданного времени сшивки, определяемого по результатам реологических исследований.



1 – газовый баллон; 2 – редуктор; 3 – манометр (давление в баллоне); 4 – манометр (давление в линии); 5 – газовая линия (подача газа); 6 – верхний клапан (откр./закрыт.); 7 – верхняя заглушка; 8 – газ; 9 – блокирующий состав; 10 – терморубашка; 11 – трещина; 12 – металлический диск с трещиной; 13 – мерный цилиндр.

Рисунок 3.10 – Принципиальная схема работы фильтр-пресса с моделированием процесса

фильтрации блокирующего состава через трещины разной степени раскрытости [84]

Таблица 3.3 – Технические параметры экспериментов при использовании фильтр-пресса [114]

Наименование параметра	Значение
Перепад давления, МПа	1-8
Температура, °С	20-100
Раскрытость трещины, мм	0,5-5
Объем фильтруемого блокирующего состава, см ³	450
Продолжительность эксперимента, мин.	40 и более

3.1.6 Методика фильтрационных исследований

Основные этапы фильтрационных исследований, как правило, включают в себя:

- подготовку цилиндрических образцов керна (высверливание, замер геометрических размеров, экстрагирование, замер ФЕС, насыщение водой, формирование остаточной водонасыщенности);
- замер фазовой (исходной) проницаемости керна по нефти (имитация процесса притока нефти из пласта в скважину до ее глушения);
- воздействие на керн исследуемой жидкостью глушения в направлении, обратном направлению фильтрации нефти (имитация процесса фильтрации жидкости глушения в ПЗП);
- замер фазовой (конечной) проницаемости керна по нефти (имитация процесса вывода скважины на режим эксплуатации после ее освоения).

Лабораторные фильтрационные исследования проводятся с целью оценки влияния блокирующих составов на фильтрационные характеристики пород-коллекторов. Методика проведения фильтрационных исследований может включать следующие блоки:

1. Моделирование процесса фильтрации блокирующих составов в терригенных пористых породах-коллекторах.
2. Моделирование процесса фильтрации блокирующих составов в карбонатных трещинно-поровых породах-коллекторах (при необходимости может осуществляться моделирование процесса прорыва газа через блокирующий состав из пласта в скважину).
3. Моделирование процесса фильтрации блокирующих составов через модель трещины ГРП с пропантной упаковкой (моделирование процесса глушения скважины с ГРП).

Подготовительные работы к фильтрационным исследованиям

Подготовка образцов керна и пластовых флюидов, а также проведение лабораторных фильтрационных исследований выполняется с учетом нормативных документов [64, 69, 70, 71, 197, 198].

Подготовка образцов пород-коллекторов к фильтрационным исследованиям включает следующие этапы:

1. Подготовка цилиндрических образцов керна.

Выбуривание цилиндрических образцов керна (диаметром 3 см) из полноразмерного производится с помощью ручного сверлильного станка MDP-405 (Coretest Systems Corporation, США) (рисунок 3.11, а). Обрезка образцов керна до правильных цилиндров и их шлифовка производится с помощью станка DTS-430 (Coretest Systems Corporation, США) (рисунок 3.11, б).

2. Экстрагирование образцов керна.

Производится с помощью отжимной центрифуги CE-520 (Coretest Systems Corporation,

США) (рисунок 3.11, в) с использованием спиртобензольной смеси (соотношением 30:70). После чего образцы керна помещаются в термошкаф при температуре 105 °С и высушиваются до достижения постоянного веса.

3. Замер образцов керна.

Замер геометрических размеров образцов керна производится с помощью штангенциркуля ШЦЦ-1-125 с точностью до 0,01 см. Замер массы образцов керна осуществляется с использованием лабораторных весов Mettler Toledo AB-204-S/FACT с точностью до 0,01 г.

4. Определение ФЕС образцов керна.

Определение пористости и проницаемости образцов керна по азоту производится с помощью автоматизированного прибора для измерения пористости и проницаемости – ПИК-ПП (АО «Геологика», Россия) (рисунок 3.12).

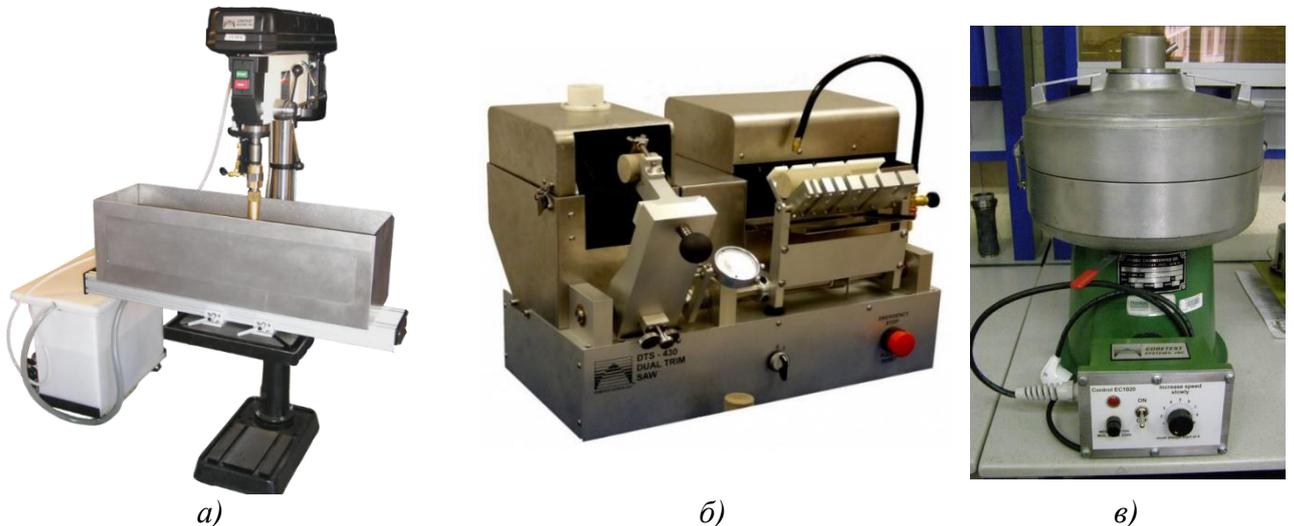


Рисунок 3.11 – Ручной сверлильный станок MDP-405 (а), система двусторонней обрезной пилы с опцией торцешлифовального круга DTS-430 (б) и отжимная центрифуга CE 520 (в)



Рисунок 3.12 – Автоматизированный прибор для измерения пористости и проницаемости ПИК-ПП

5. Насыщение образцов керна пластовой водой.

Насыщение образцов керна пластовой водой производится с помощью сатуратора MS-535 (Coretest Systems Corporation, США) (рисунок 3.13, а). Для создания в образцах керна остаточной и связанной воды используется модель пластовой воды соответствующего эксплуатационного объекта нефтегазоконденсатного месторождения.

6. Формирование в подготовленном образце керна необходимого значения остаточной водонасыщенности.

Формирование в насыщенных водой образцах керна необходимой величины остаточной водонасыщенности осуществляется методом центрифугирования с использованием лабораторной петрофизической ультрацентрифуги «УЦПФ-15000» (ООО «ЭкогеосПром», Россия) (рисунок 3.13, б).

7. Насыщение образцов керна приготовленной моделью нефти и определение исходной фазовой проницаемости.

Приготовление модели пластовой нефти, используемой для фильтрационных исследований, производится путем смешения предварительно отфильтрованной через образец естественного керна нефти исследуемого эксплуатационного объекта нефтегазоконденсатного месторождения с петролейным эфиром (30 % объема смеси) согласно требованиям [197].

Кинематическая вязкость приготовленной модели нефти определяется с использованием анализатора вязкости HVM 472 (Walter Herzog GmbH, Германия) (рисунок 3.14, а), плотность – с использованием плотномера DE 40 (Mettler Toledo, Швейцария) (рисунок 3.14, б).

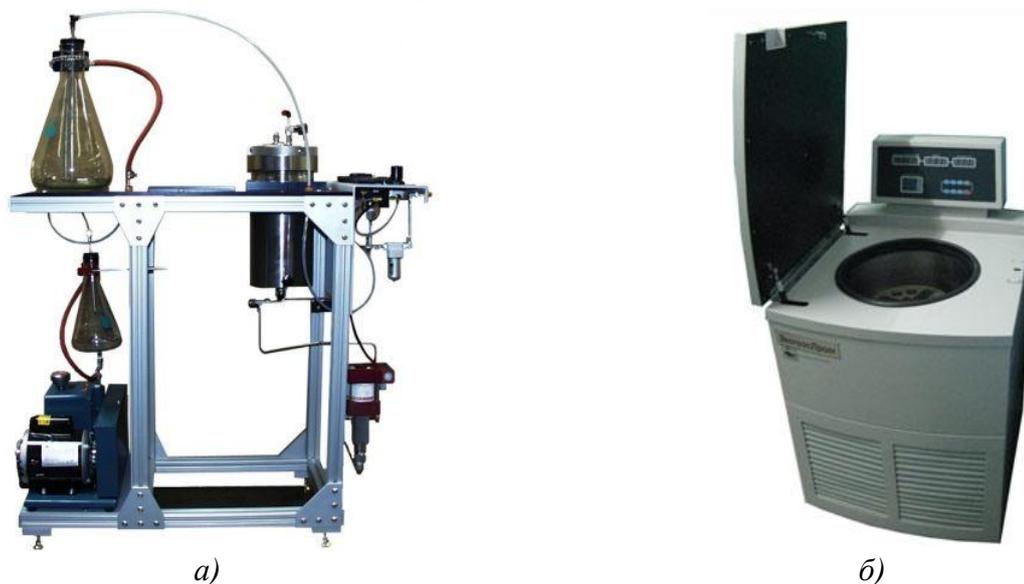


Рисунок 3.13 – Сатуратор MS-535 (а) и петрофизическая ультрацентрифуга УЦПФ-15000 (б)



а)



б)

Рисунок 3.14 – Анализатор вязкости HVM 472 (а) и плотномер DE 40 (б)

1. Моделирование процесса фильтрации блокирующих составов в терригенных пористых породах-коллекторах.

Подготовленные образцы керна под вакуумом насыщаются нефтью, после чего помещаются в кернодержатель (рисунок 3.15, б) фильтрационной установки FDES-645 (Coretest Systems Corporation, США) (рисунок 3.15, а), где создаются необходимые термобарические пластовые условия.



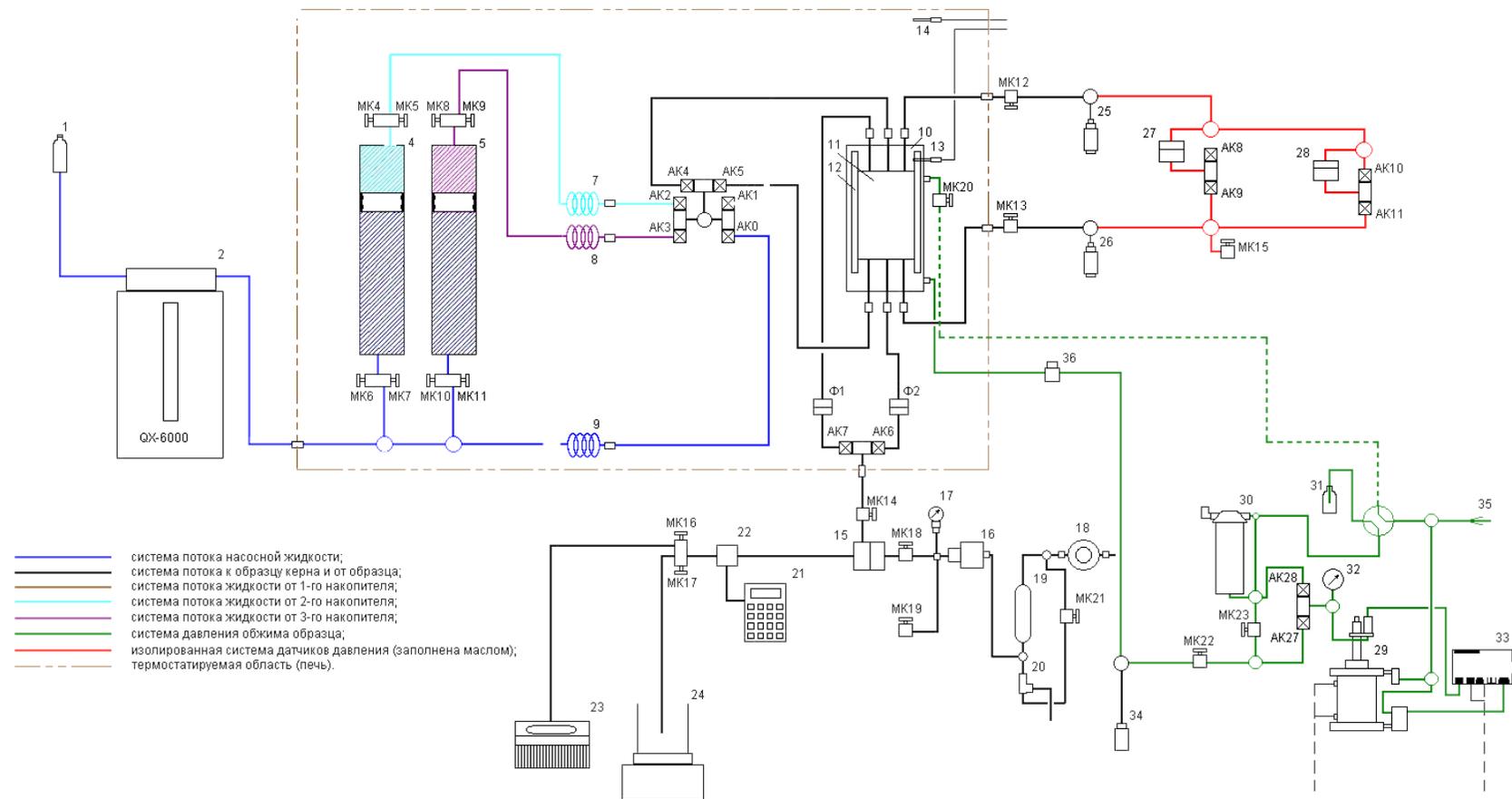
а)



б)

Рисунок 3.15 – Внешний вид фильтрационной установки FDES-645 (а) и термощафа с кернодержателем (б)

Принципиальная схема фильтрационной установки FDES-645 представлена на рисунке 3.16 [162].



МК0-МК23 – механические (ручные) клапаны высокого давления; АК0-АК28 – автоматизированные пневматические клапаны высокого давления; Ф1, Ф2 – фильтры; 1 – емкость с насосной жидкостью (дистиллированная вода); 2 – насос Quizix-6000; 4, 5 – поршневые накопители №1, №2, 6-9 – спиралевидные участки труб (для термостатирования жидкости); 10 – кернодержатель; 11 – образец керна; 12 – резиновая манжета; 13, 14 – термодатчики (внутри кернодержателя, в печи); 15 – регулятор обратного давления; 16 – увеличитель обратного давления; 17 – манометр обратного давления; 18 – регулятор давления газа; 19 – балласт газа; 20 – выпускной клапан; 21 – рН измеритель; 22 – рН зонд; 23 – коллектор фракций; 24 – весы; 25, 26 – датчики давления на входе и выходе линии; 27 – датчик дифференциального давления, работающий в диапазоне 0 – 0,34 МПа; 28 – датчик дифференциального давления, работающий в диапазоне 0 – 3,4 МПа; 29 – пневматическое устройство усиления давления обжима образца; 30 – питательный резервуар для системы давления обжима; 31 – емкость для жидкости системы обжима в случае перелива; 32 – манометр давления обжима; 33 – контролер системы обжима; датчик давления системы обжима; 34 – датчик давления системы обжима; 35 – источник газа; 36 – разрывной диск.

Рисунок 3.16 – Принципиальная схема фильтрационной установки FDES-645

Фильтрационная установка FDES-645 позволяет создавать следующие термобарические условия фильтрации:

- температура от 20 до 150 °С;
- давление бокового обжима керна – до 68 МПа;
- поровое давление – до 34 МПа;
- объемный расход фильтрации жидкости – от 0,0001 до 50 см³/мин.

Основные элементы установки изготовлены из инертных материалов (Hastelloy™, С-276, Viton и Teflon™), что позволяет использовать различные типы рабочих жидкостей.

Работа системы управляется через компьютер. Программное обеспечение системы позволяет работать как в ручном, так и в автоматическом (программном) режиме. Установка FDES-645 позволяет выполнять множество различных типов экспериментов, требующих создания потока флюидов через образец керна при повышенном давлении и температуре.

Система FDES-645 оборудована двухцилиндровым поршневым насосом типа QX-6000 с двойными цилиндрами, причем каждый цилиндр может работать независимо, в режиме постоянной скорости или постоянного давления. Постоянное давление может поддерживаться на основании абсолютного давления. Расход насоса может изменяться от 0,0001 до 50 см³/мин. Номинальная точность насосной системы составляет 0,1 % полной шкалы.

Система FDES-645 оборудована несколькими цилиндрами-накопителями, позволяющими проводить опыты с использованием нескольких разных жидкостей. Накопители управляются насосной системой с использованием ручных клапанов, установленных в нижней части блока их монтажных кронштейнов. Дистиллированная вода, вытесняемая из насоса в накопители, выдавливает поршень, который, в свою очередь, вытесняет жидкость из накопителя в породу. Каждый накопитель снабжен отдельными отсекающими клапанами.

Установка обладает автоматизированной системой давления обжима, которая состоит из пневматического усиливающего давление насоса, питательного резервуара, соответствующих клапанов и трубок. Данная система используется для повышения и понижения всестороннего давления через компьютерную программу. Система оборудована перепускным и отсекающим клапанами. Перепускной клапан предназначен для стравливания давления из кольцевого пространства кернодержателя и возвращения жидкости в резервуар. Отсекающий клапан – для изоляции давления, создаваемого вокруг образца керна, от системы.

Методика проведения фильтрационных исследований

Эффективность блокирующих жидкостей глушения скважин оценивается на основании результатов лабораторных фильтрационных экспериментов по их влиянию на изменение проницаемости моделей пласта (керна).

Фильтрационные исследования проводятся в условиях исследуемого месторождения:

- репрессия при моделировании глушения скважины составляет 5-10 % от пластового давления (величина репрессии для условий НГКМ с карбонатным коллектором составляла 5 % от начального пластового давления – 1 МПа);
- скорость фильтрации (расход) – 1-5 см³/мин.
- пластовое и горное давления – в соответствии с данными месторождения.

Направление закачки и фильтрации рабочих жидкостей в исследуемых образцах керна соответствует реальному направлению движения пластовых флюидов и закачиваемых жидкостей глушения в добывающих скважинах:

- прямая фильтрация соответствует процессу притока флюида из пласта в скважину и, в дальнейшем, процессу «освоения» скважины;
- обратная фильтрация моделирует процесс «глушения» скважины, заключающийся в создании постоянного перепада давления.

Результатом лабораторных исследований является определение:

- объема профильтровавшегося в керн блокирующего состава при заданных значениях перепада давления при моделировании процесса «глушения» скважины;
- начального градиента давления сдвига блокирующего состава в керне при моделировании процесса «освоения» скважины;
- коэффициента относительного изменения проницаемости образцов керна по нефти после моделирования процессов «глушения – освоения» скважины.

Лабораторные фильтрационные исследования проводятся в 3 этапа:

I. Определение исходной (начальной) проницаемости керна по нефти.

Подготовленный образец естественного керна, насыщенный нефтью, помещается в кернодержатель фильтрационной установки FDES-645, где создаются термобарические условия, максимально приближенные к пластовым исследуемого эксплуатационного объекта. После этого производится фильтрация через керн нефти. При этом измеряется исходная фазовая проницаемость керна по нефти в режиме постоянного расхода (1-5 см³/мин) до стабилизации градиента давления при пластовой температуре исследуемого эксплуатационного объекта. Направление фильтрации при этом – «прямое».

II. Моделирование процесса перекрытия интервала перфорационных отверстий призабойной зоны добывающей скважины блокирующим составом жидкости глушения.

При исследовании в режиме постоянного перепада давления (5-10 % от пластового давления) производится задавливание исследуемого блокирующего состава в керн при «обратном» направлении фильтрации в течение 30 минут (фиксируется объем закачанного в керн блокирующего состава). Производится выдержка состава в керне до его полной «сшивки» (в случае применения полимерного блокирующего состава).

III. Моделирование процесса освоения добывающей скважины после операций глушения и последующей ее эксплуатации (определение коэффициента относительного изменения начальной проницаемости образца керна по нефти).

По истечении времени выдержки керна в состоянии покоя производится восстановление фильтрации нефти в «прямом» направлении в режиме постоянного расхода (1-5 см³/мин) до стабилизации градиента давления. Фиксируется начальный градиент давления сдвига блокирующего состава в керне нефтью.

В зависимости от испытываемой технологии перед блокирующим составом может подаваться каркасообразующая пачка, а после – деструктор.

Закачка модели нефти (дизельного топлива) производится до полной стабилизации перепада давления.

Закачка исследуемых составов производится в количестве 1 порового объема. В случае отсутствия фильтрации – до достижения градиента давления, соответствующего 5-10 % от пластового давления.

Обработка результатов фильтрационных исследований заключается в следующем:

- по формуле (3.12) определяются градиенты давления до и после закачки блокирующего состава в керн, на основе которых рассчитываются коэффициенты фазовой проницаемости по нефти до и после закачки исследуемого состава в керн (на основании уравнения Дарси):

$$k = \frac{\mu \cdot L \cdot Q}{S \cdot \Delta P}, \quad (3.12)$$

где k – коэффициент проницаемости керна, м²;

μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с;

L – длина керна, м;

Q – заданный расход жидкости через керн, м³/с;

S – площадь поперечного сечения образца керна, м²;

$gradP$ – перепад давления на концах образца керна при заданном расходе, Па.

- фиксируется начальный градиент давления сдвига блокирующего состава в керне нефтью при моделировании процесса освоения скважины;
- по формуле (3.13) выполняется расчет коэффициента относительного изменения проницаемости керна после его обработки исследуемым блокирующим составом:

$$\bar{k} = \frac{gradP_1 - gradP_2}{gradP_2} \cdot 100, \quad (3.13)$$

где \bar{k} – коэффициент относительного изменения проницаемости, %;

$gradP_1$ – градиент давления закачки нефти в керн до процесса «глушения», Па;

$gradP_2$ – градиент давления закачки нефти в керн после процесса «глушения», Па.

Положительное значение коэффициента относительного изменения проницаемости означает увеличение проницаемости образца керна относительно его исходного значения, а отрицательное – уменьшение проницаемости.

Анализ результатов фильтрационных исследований

Согласно [50], количественно измерить насколько ухудшилась проницаемость ПЗП можно, однако, полученные результаты измерения можно интерпретировать по-разному. Поэтому сравнительный анализ степени эффективности исследованных блокирующих составов выполняется на основании двух основных фильтрационных параметров и одного второстепенного:

1. Коэффициент относительного изменения проницаемости керна после закачки блокирующего состава при постоянном давлении (репрессии) – основной параметр эффективности состава (наиболее эффективные составы имеют наибольшее значение этого параметра, что повышает вероятность создания надежного блокирующего экрана при глушении скважины).

2. Максимальный градиент давления начала фильтрации нефти после закачки блокирующего состава в керн (при постоянном расходе) и выдержки его в термобарических условиях – основной параметр эффективности состава (наиболее эффективны составы, имеющие наибольшее значение этого параметра, что повышает вероятность создания блокирующего экрана при глушении скважины).

3. Количество проникшего в керн блокирующего состава – второстепенный параметр (наиболее эффективны составы, имеющие наименьшее значение этого параметра, что способствует снижению объема закачки в ПЗП блок-пачки и, впоследствии, облегчает процесс «освоения» скважины, а также вывод ее на режим эксплуатации).

В дальнейшем все исследованные жидкости глушения выстраиваются по рангам, т.е. последовательно по мере уменьшения (или увеличения) значения каждого из вышеперечисленных параметров. При этом первому рангу присваивается максимальное количество баллов, соответствующее общему числу сравниваемых между собой блокирующих составов (общее количество участвующих в фильтрационных исследованиях ЖГС), а последнему рангу – 1 балл. Баллы за количество проникшего в керн блокирующего состава умножаются на коэффициент 0,5, так как данный параметр является менее значимым при выборе блокирующего состава.

В таблицах 3.4-3.5 и на рисунке 3.17 представлен пример результатов фильтрационных исследований блокирующих составов.

Таблица 3.4 – Исходные параметры образца керна и технологических жидкостей при моделировании процесса глушения добывающей скважины с использованием блок-пачки

Длина, см	Диаметр, см	Жидкость насыщения керна	Вязкость нефти, мПа·с	Наименование блокирующего состава
6,5	3	нефть НГКМ	0,72	БП

Таблица 3.5 – Результаты фильтрационных исследований при моделировании процесса перекрытия продуктивного интервала призабойной зоны добывающей скважины при глушении

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки нефти	МПа/м	0,63	1,10
Максимальный градиент давления фильтрации нефти после закачки БП	МПа/м	2,86	
Количество проникшего в керн блокирующего состава	см ³	240	
Коэффициент относительного изменения проницаемости	%	-43	

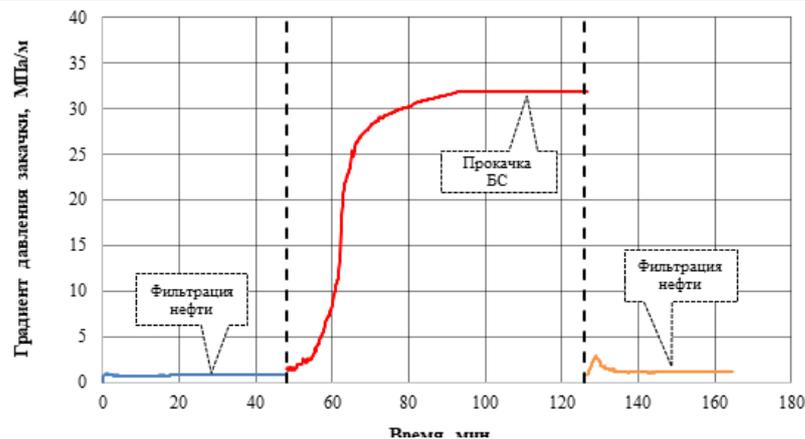


Рисунок 3.17 – Пример зависимости градиентов давления закачки нефти и блокирующего состава от времени при моделировании процесса перекрытия продуктивного интервала призабойной зоны нефтяного пласта

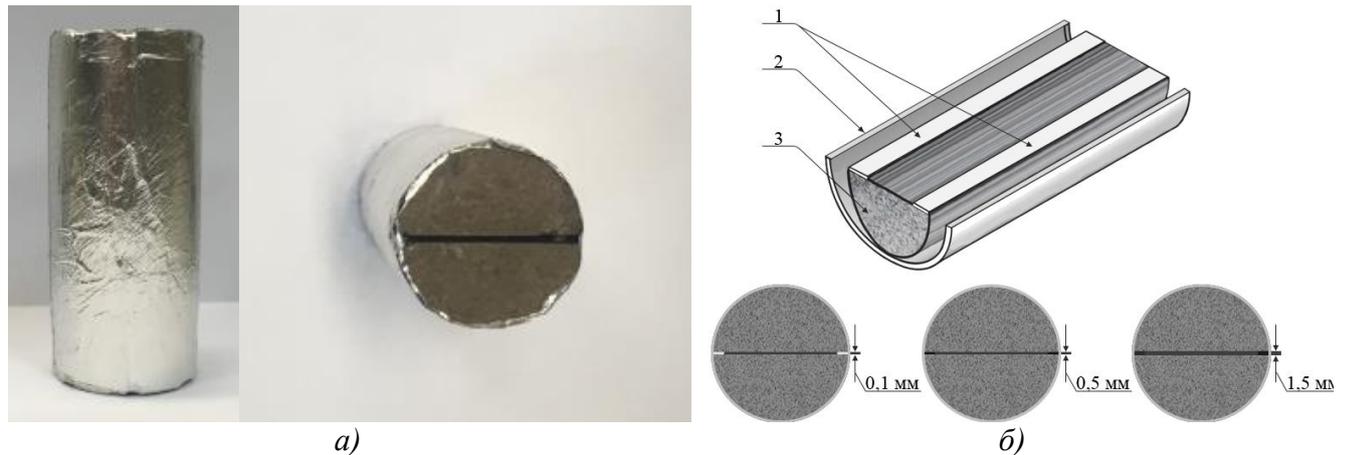
2. Моделирование процесса фильтрации блокирующих составов в карбонатных трещинно-порových породах-коллекторах.

Лабораторное оборудование, используемое в фильтрационных исследованиях

При проведении лабораторных фильтрационных экспериментов используются образцы естественного карбонатного керна с искусственно смоделированными трещинами (рисунок 3.18) разной степени раскрытости. Эффективность блокирующих жидкостей глушения скважин оценивается на основании результатов лабораторных фильтрационных экспериментов по их влиянию на изменение проницаемости моделей пласта (керна) с трещиной различной степенью раскрытости.

В лабораторных фильтрационных исследованиях могут моделироваться разные степени раскрытости трещины: 0,25; 0,5; 1; 2; 3; 5 мм. Величина раскрытости трещин моделируется при

помощи специально подготовленных металлических пластин соответствующей толщиной и шириной 2,5 мм, уложенных с внутренней стороны керна.



1 – прокладки алюминиевой фольги для трещины 0,1 мм или металлические пластины для трещин 0,5 и 1,5 мм; 2 – пластиковая термоусадочная трубка; 3 – образец естественного карбонатного керна.

Рисунок 3.18 – Внешний вид (а) и схема (б) естественного керна с трещиной [114]

Фильтрационные исследования проводятся с использованием установки AutoFlood-700 (Vinci Technologies, Франция) (рисунок 3.19).

Установка AutoFlood-700 предназначена для работы с цилиндрическими образцами керна и позволяет проводить измерение однофазной проницаемости, относительной проницаемости в системах «жидкость – жидкость» и «жидкость – газ». Эксперименты могут проводиться в термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым.



Рисунок 3.19 – Внешний вид фильтрационной установки AutoFlood-700

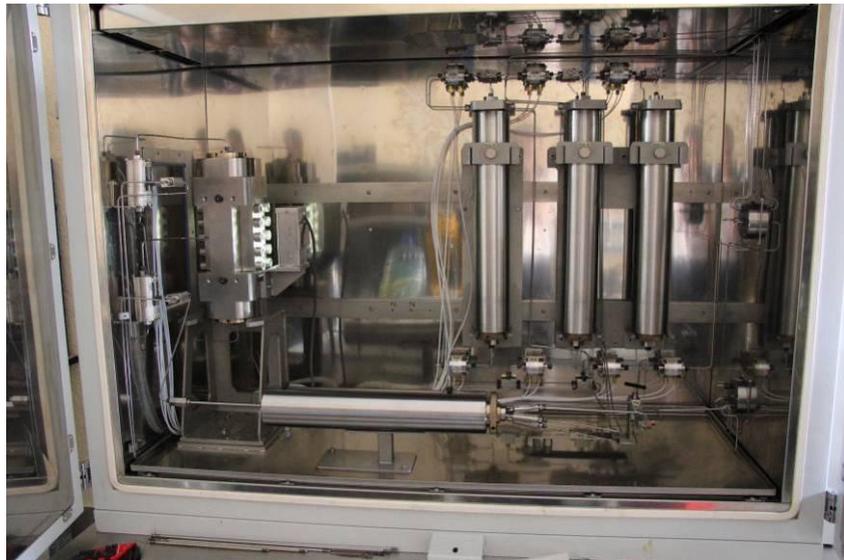


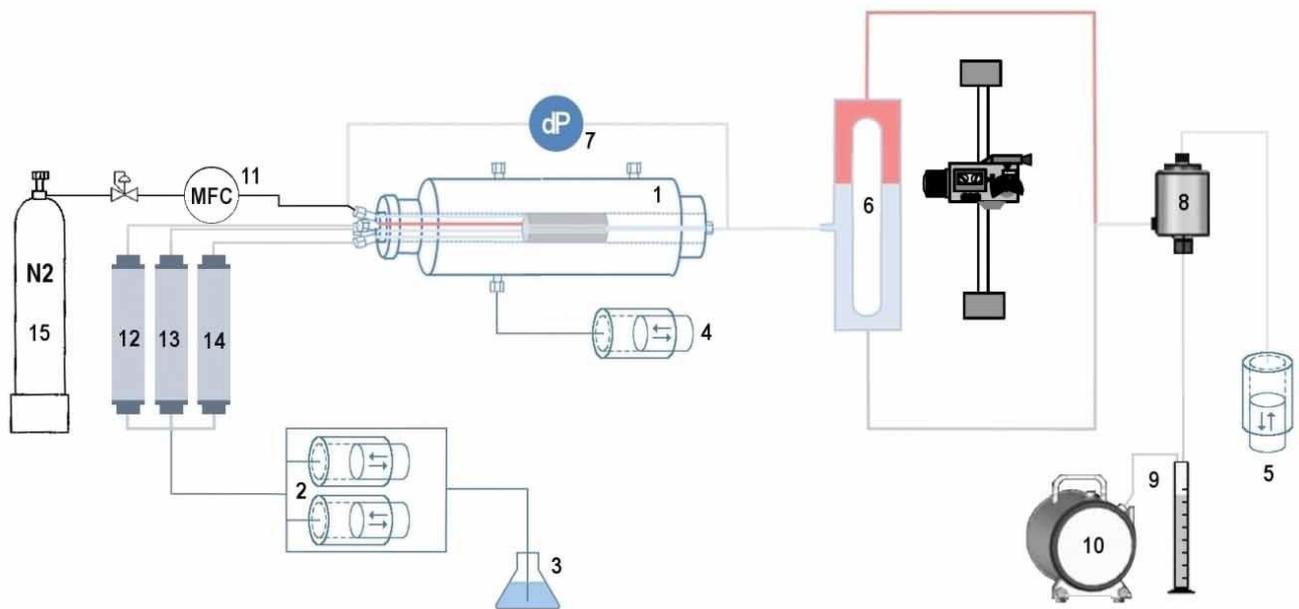
Рисунок 3.20 – Внешний вид термощафа с кернадержателем и цилиндрами-накопителями технологических жидкостей установки AutoFlood-700

Поровое давление и давление обжима могут задаваться до 70 МПа. Управление установкой AutoFlood-700 автоматизировано. Все данные, полученные в ходе исследований, фиксируются в электронном формате (рисунок 3.21).

Принципиальная схема установки AutoFlood-700 представлена на рисунке 3.22.



Рисунок 3.21 – Внешний вид насосного блока и пульта управления установки AutoFlood-700



1 – кернодержатель; 2 – двухцилиндровая насосная система; 3 – емкость с гидравлической жидкостью; 4 – поршневой насос для давления обжима; 5 – поршневой насос для порового давления (противодавления); 6 – сепаратор с видео регистрацией; 7 – датчик перепада давления; 8 – регулятор противодавления; 9 – измерительный цилиндр; 10 – счетчик газа; 11 – массовый расходомер газа; 12-14 – поршневые жидкостные цилиндры; 15 – газовый баллон.

Рисунок 3.22 – Принципиальная схема фильтрационной установки AutoFlood-700 функцией подачи газа в керн [46]

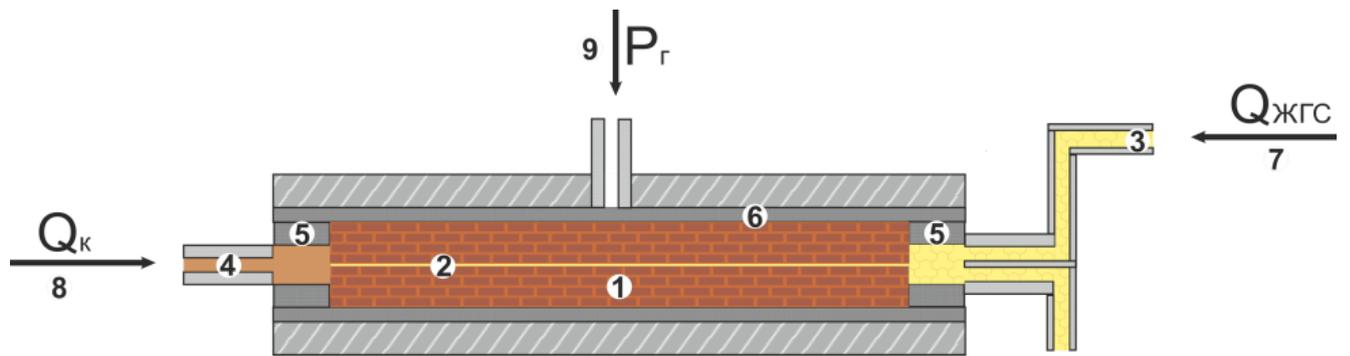
В качестве моделей пород-коллекторов могут использоваться:

- естественный образец керна (в том числе с искусственно созданной трещиной);
- искусственная (насыпная) модель продуктивного пласта, изготовленная из дезинтегрированной породы.

При проведении фильтрационных экспериментов:

- величина скорости фильтрации (расход) нефти и жидкости глушения составляет $0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ (до $5 \text{ см}^3/\text{мин}$ – в случае отсутствия показаний на датчиках давления);
- в качестве модели пластового газа может использоваться азот.

В качестве кернодержателя может использоваться та же его конструкция, которая описана в предыдущем пункте. Для проведения фильтрационных исследований с высоковязкими полимерными жидкостями и наполнителями-кольматантами конструкция стандартного кернодержателя может быть модернизирована за счет использования трубок с большим внутренним диаметром, а также за счет установки с обоих торцов керна стальных колец, позволяющих осуществлять их промывку даже при наличии в БС кольматанта (рисунки 3.23 и 3.24) [84, 114].



1 – образец естественного керна; 2 – трещина; 3 – блокирующий состав; 4 – нефть; 5 – буферные металлические кольца; 6 – резиновая манжета для обжима керна; 7 – направление фильтрации блокирующего состава; 8 – направление фильтрации нефти; 9 – направление подачи жидкости для создания давления обжима.

Рисунок 3.23 – Схема модернизированного кернодержателя для исследования высоковязких блокирующих составов (в том числе с наполнителем-кольматантом)



Рисунок 3.24 – Внешний вид внутренней части конструкции модернизированного кернодержателя для исследования высоковязких блокирующих составов (в том числе с наполнителем-кольматантом)

Методика проведения фильтрационных исследований аналогична описанной в предыдущем пункте.

При необходимости на установке AutoFlood-700 может быть смоделирован процесс прорыва газа через блокирующий состав из пласта в скважину. Также может быть смоделирован процесс деструкции блокирующего состава, например, путем закачки водного раствора кислоты согласно методике, описанной в работе [135].

Методика проведения фильтрационных исследований при этом включает следующие этапы последовательной фильтрации:

- модель нефти (или ДТ) (исходная проницаемость);
- БС (градиент давления закачки);
- модель газа (азот) (градиент давления прорыва);
- деструктор блокирующего состава (градиент давления закачки);
- модель нефти (или ДТ) (конечная проницаемость).

Результатом данного эксперимента является оценка газоблокирующих свойств исследуемого блокирующего состава в трещине или в матрице породы, а также его влияние на их

фильтрационные характеристики.

Моделирование процесса прорыва газа осуществляется следующим образом. После закачки БС в керн осуществляется промывка его торцов. После стабилизации системы через 1 час подается газ (азот) при постоянном росте давления до момента его прорыва через образец керна. После чего осуществляется определение предельного градиента давления прорыва газа (исходя из общей длины керна).

Для моделирования процесса химического разрушения блокирующего состава может производиться закачка в керн в режиме фильтрации «постоянный расход» деструктора, либо водного раствора соляной кислоты.

Основными сравнительными параметрами эффективности исследуемых жидкостей глушения скважин являются:

1. Коэффициент относительного изменения проницаемости керна по ДТ после моделирования процессов глушения добывающей скважины и последующего прорыва газа из призабойной зоны в ствол скважины.

2. Предельный градиент давления прорыва газового потока через образец керна, насыщенный исследуемой жидкостью глушения скважины.

3. Коэффициент относительного изменения проницаемости керна по ДТ после моделирования процессов глушения добывающей скважины, прорыва газа и обработки деструкторами.

3. Моделирование процесса фильтрации блокирующих составов через модель трещины ГРП с пропантной упаковкой.

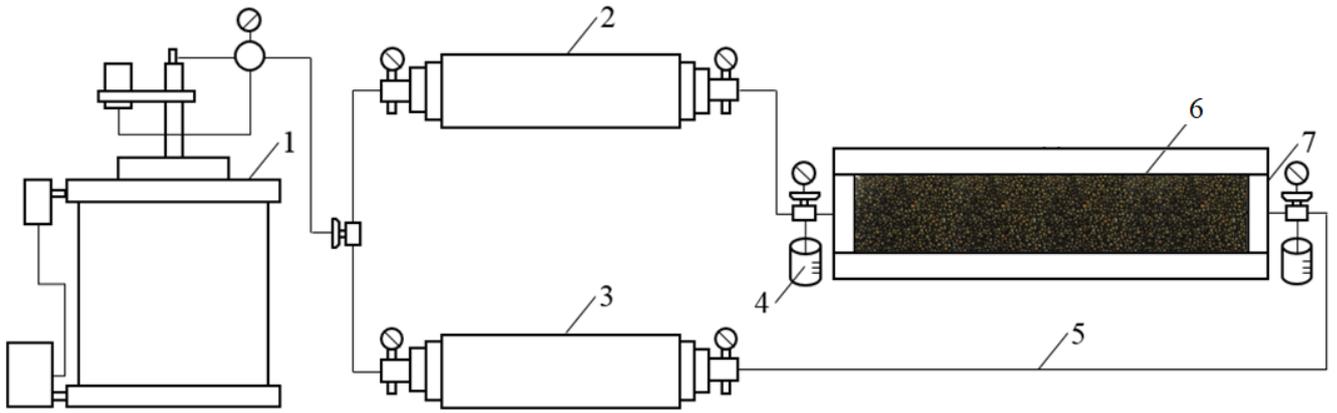
Методика проведения фильтрационных исследований БС в условиях скважин с ГРП состоит из двух этапов:

1. Экспресс-оценка остаточной проницаемости насыпной модели пропантной упаковки без имитации трещины в стандартных условиях с использованием разработанного экспериментального стенда.

2. Определение остаточной проводимости и проницаемости модели трещины ГРП с пропантной упаковкой в термобарических пластовых условиях с использованием установки для измерения проводимости пропантовой упаковки «ПИК-API RP 61».

1. Описание экспресс-методики определения остаточной проницаемости насыпной модели пропантной упаковки без имитации трещины в стандартных условиях.

Экспресс-методика используется в случае необходимости отбора из большого числа исследуемых ЖГС составов с наилучшими блокирующими и сохраняющими ФЕС параметрами. Принципиальная схема и внешний вид экспериментального стенда экспресс-оценки остаточной проницаемости насыпной модели пропантной упаковки представлены на рисунках 3.25 и 3.26.



1 – инъекционный насос; 2 – цилиндр-накопитель с водой/керосином; 3 – цилиндр-накопитель с исследуемым БС; 4 – мерная емкость; 5 – полые трубки; 6 – пропантная упаковка; 7 – пропантоудерживающее устройство; 8 – система обжима.

Рисунок 3.25 – Принципиальная схема экспериментального стенда экспресс-оценки остаточной проницаемости насыпной модели пропантной упаковки



а)



б)

Рисунок 3.26 – Внешний вид экспериментального стенда (а) и пропантоудерживающего устройства (б) для экспресс-оценки остаточной проницаемости насыпной модели пропантной упаковки

Методика проведения эксперимента заключается в следующем:

- пропантоудерживающее устройство заполняется и уплотняется (утромбовывается) исследуемым пропантом необходимой концентрации;

- методом вакуумирования осуществляется насыщение пропантной упаковки водой или нефтью (керосином) с целью моделирования водонасыщенного или нефтенасыщенного интервала продуктивного пласта;
- по формуле (3.12) определяется исходная проницаемость пропантной упаковки, представленной по форме в виде цилиндрического образца керна;
- в направлении, противоположном фильтрации воды/нефти, производится закачка при заданном перепаде давления исследуемого блокирующего состава в течение 1 часа (при отсутствии фильтрации) или в количестве 2-х поровых объемов (при наличии фильтрации БС через пропантную упаковку) после чего вся система выдерживается в состоянии покоя в течение 1 часа;
- по формуле (3.12) определяется конечная проницаемость пропантной упаковки после воздействия исследуемым БС, направление фильтрации при этом соответствует исходному направлению фильтрации воды/нефти;
- по формуле (3.13) определяется коэффициент относительного изменения проницаемости пропантной упаковки после воздействия исследуемым БС.

2. Описание методики определения остаточной проводимости и проницаемости модели трещины ГРП с пропантной упаковкой в термобарических пластовых условиях.

Определение остаточной проводимости и проницаемости модели трещины ГРП с пропантной упаковкой в термобарических пластовых условиях осуществляется с использованием установки для измерения проводимости пропантовой упаковки «ПИК-API RP 61» (рисунок 3.27) (АО «Геологика», Россия) согласно [266, 338].

Установка для измерения проводимости пропантовой упаковки «ПИК-API RP 61» предназначена для изучения эксплуатационных характеристик пропантной пачки в термобарических условиях, соответствующих пластовым или установленным нормативной документацией [286].

Установка позволяет оценивать долгосрочную и остаточную проводимость пачек всех видов расклинивающих наполнителей (керамических пропантов и кварцевых песков), выполняя в ходе эксперимента непрерывные измерения усилий сжатия пачки, ее высоты и проницаемости по жидкости при значениях поровых давлений до 10 МПа и давления сжатия до 138 МПа [286].

Установка позволяет измерять следующие параметры [286]:

- долговременную проводимость расклинивающих наполнителей;
- долговременную проницаемость расклинивающих наполнителей;
- краткосрочную проводимость и проницаемость пропантной упаковки;
- ширину пропантной пачки в зависимости от приложенного давления;

- остаточную проводимость с эффектом фильтрации технологической жидкости в пласт и с образованием фильтрационной корки;
- остаточную проводимость и проницаемость системы «технологическая жидкость – пропант» при пластовых условиях;
- сопротивление раздавливанию (массовая доля разрушенных гранул).

Установка включает в себя: гидравлический пресс с монтажным столом; систему автоматического поддержания давления в прессе; ячейки с системой измерительных штанг; датчики измерения толщины упаковки; насос для прокачки жидкости; систему нагрева; стойку для размещения оборудования; датчик дифференциального давления; датчики абсолютного давления; сатуратор; систему подготовки рабочей жидкости; клапан противодействия; компрессор; систему управления и сбора данных.



Рисунок 3.27 – Внешний вид установки «ПИК-API RP 61» (а) с ячейкой проводимости пропантной пачки (б) для размещения пластин керна с пропантом (в-д) [286]

Гидравлический пресс представляет собой четырехколонную раму с двумя опорными плитами. Система автоматического поддержания давления в прессе включает в себя гидроцилиндр, который расположен на нижней плите рамы пресса. Гидроцилиндр подключен к автоматическому лабораторному двухплунжерному насосу. Погрешность поддержания усилия гидроцилиндра составляет не более 0,5 %. Ячейка с системой измерительных штанг изготовлена из нержавеющей стали. Датчик измерения толщины упаковки обладает точностью, не превышающей 25 мкм. Насос для прокачки жидкости является двухплунжерным и обеспечивает: поддержание постоянного расхода и постоянного давления (до 10 МПа); программируемость циклов с плавным изменением заданного параметра (изменение давления/расхода на заданную величину за определенное время); постоянную прокачку рабочей жидкости через ячейку проводимости на расходе от 0,001 см³/мин до 100 см³/мин с точностью поддержания давления не более 0,5 % от текущего значения. Система нагрева обеспечивает предварительный нагрев жидкости и ячейки до максимальной рабочей температуры +150 °С с точностью поддержания температуры не более 0,5 °С. Датчик дифференциального давления работает в диапазоне измерения, включающем интервал значений от 0 до 7 кПа с точностью не более 0,045 %. Датчики абсолютного давления позволяют измерять давление до 10 МПа с точностью 0,25%. Сатуратор объемом 300 см³ для насыщения жидкости диоксидом кремния поддерживает максимальное рабочее давление 10 МПа и максимальную рабочую температуру +150 °С. Система подготовки рабочей жидкости включает в себя емкость объемом 15000 см³ с возможностью создания в ней давления 0,5 МПа. Емкость оснащена системами удаления кислорода и вакуумирования. Данная система позволяет выполнять полный цикл подготовки флюида к испытаниям (вакуумирование и азотирование системы пластового давления для полного удаления кислорода из емкости с рабочей жидкостью). Клапан противодействия работает в диапазоне, включающем интервал значений от 2,07 кПа до 10 МПа. Компрессор с ресивером 100000 см³ обеспечивает функционирование насосов установки.

Система управления и сбора данных позволяет выполнять автоматические расчеты проницаемости и проводимости пропантной пачки из показаний измерительных приборов, а также обеспечивает отображение всех показаний на дисплее персонального компьютера и производит автоматическую запись текущих значений в файл в формате xls.

Методика проведения эксперимента заключается в следующем [266, 338]:

- производится подготовка ячейки и используемых в экспериментах технологических жидкостей: пустотное пространство между стенками ячейки и пластинами керна заполняется двухкомпонентным герметиком; производится вакуумирование (в течение 1 часа) и термостатирование (при 74 °С в течение 4 часов) ячейки для вулканизации

герметика; все используемые в исследованиях ТЖ вакуумируются в течение 3 часов и насыщаются азотом;

- между пластинами керна засыпается исследуемый пропант с необходимой концентрацией;
- подготовленная ячейка с пропантом помещается в пресс, подключаются линии подачи флюида и датчики давления и деформации, производится нагрев ячейки;
- производится первоначальное нагружение системы до 6,9 МПа, после чего осуществляется проверка герметичности сборки системы под давлением 3 МПа;
- производится насыщение пропантной упаковки исследуемой фазой (модель пластовой воды или керосин);
- осуществляется выдержка системы в течение 12 часов;
- производится повышение горного давления до величины эффективного напряжения исследуемого объекта (для условий НГКМ – до 31 МПа), с последующей выдержкой системы в течение 2 суток;
- производится фильтрация рабочей жидкости при разных расходах до стабилизации перепада давления, осуществляется измерение ширины пропантной упаковки, выполняется расчет исходной проводимости и проницаемости пропантной упаковки по формулам (3.14 и 3.15):

$$kW_{\text{пу}} = \frac{\mu \cdot Q \cdot L}{h \cdot \Delta P}, \quad (3.14)$$

где $kW_{\text{пу}}$ – проводимость пропантной упаковки, $\text{м}^2 \cdot \text{м}$;

μ – вязкость фильтруемой жидкости при температуре исследования, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

Q – расход фильтруемой жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$;

ΔP – фиксируемый при фильтрации жидкости перепад давления, Па ;

L – длина пропантной упаковки, м ;

$W_{\text{пу}}$ – ширина пропантной упаковки (ширина трещины), м ;

k – проницаемость пропантной упаковки, м^2 :

$$k = \frac{\mu \cdot Q \cdot L}{h \cdot W_{\text{пу}} \cdot \Delta P}, \quad (3.15)$$

где h – высота пропантной упаковки, м ;

- в направлении, противоположном фильтрации воды/нефти, производится закачка при заданном перепаде давления исследуемого блокирующего состава в течение 1 часа (при отсутствии фильтрации) или в количестве 2-х «поровых» объемов (при наличии фильтрации БС через пропантную упаковку) пропантной упаковки, после чего вся система выдерживается в состоянии покоя в течение 1 часа;

- по формуле (3.14) определяется конечная проводимость, а по формуле (3.15) – конечная проницаемость пропантной упаковки после воздействия исследуемым БС, направление фильтрации при этом соответствует исходному направлению фильтрации воды/нефти;
- по формулам (3.16) и (3.17) определяются коэффициент относительного изменения проводимости и проницаемости пропантной упаковки, соответственно, после воздействия исследуемым БС:

$$\overline{kW}_{\text{пу}} = \frac{kW_{\text{пу}1} - kW_{\text{пу}2}}{kW_{\text{пу}2}} \cdot 100, \quad (3.16)$$

где $\overline{kW}_{\text{пу}}$ – коэффициент относительного изменения проводимости пропантной упаковки, %;

$kW_{\text{пу}1}$ – исходная проводимость пропантной упаковки до закачки исследуемого БС, м²·м;

$kW_{\text{пу}2}$ – конечная проводимость пропантной упаковки после закачки исследуемого БС, м²·м;

$$\overline{k}_{\text{пу}} = \frac{k_{\text{пу}1} - k_{\text{пу}2}}{k_{\text{пу}2}} \cdot 100, \quad (3.17)$$

где $\overline{k}_{\text{пу}}$ – коэффициент относительного изменения проницаемости пропантной упаковки, %;

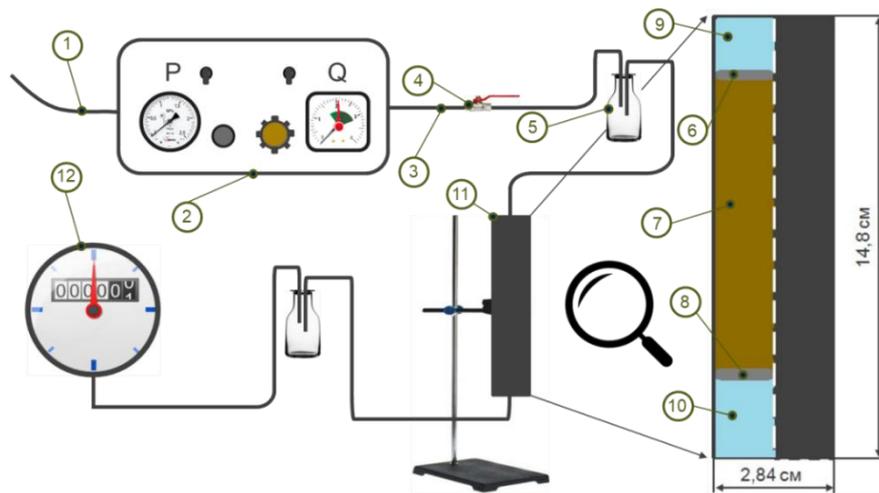
$k_{\text{пу}1}$ – исходная проницаемость пропантной упаковки до закачки исследуемого БС, м²;

$k_{\text{пу}2}$ – конечная проницаемость пропантной упаковки после закачки исследуемого БС, м².

3.1.7 Методика исследования газодерживающих свойств

Лабораторные исследования газодерживающих свойств блокирующих составов проводятся с целью оценки эффективности их применения в условиях высокого газового фактора скважины, когда есть риск газопроявления после глушения скважины и ее разрядки после технического отстоя. Таким образом, была разработана методика оценки газодерживающих свойств блокирующих составов в вертикальном участке ствола скважины (экспресс-метод) и в условиях горизонтального окончания скважины (с использованием специально разработанных стендов).

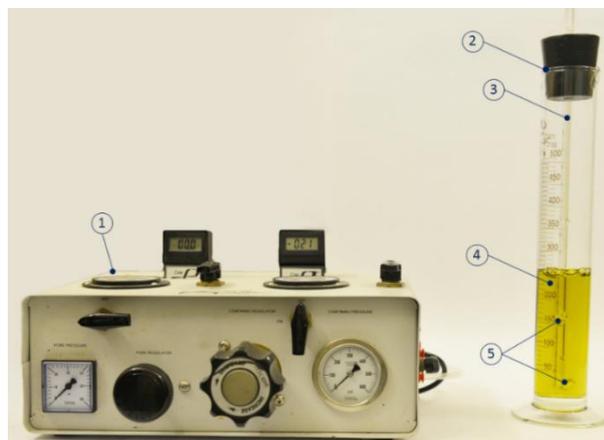
На рисунке 3.28 представлена принципиальная схема стенда по оценке газодерживающих свойств блокирующих составов в вертикальном участке ствола скважины. Данный стенд позволяет фиксировать давление прорыва пузырьков газа через слой блокирующего состава.



1 – газовая линия от баллона с азотом; 2 – прибор контроля давления и расхода газа в газовой линии; 3 – газовая линия к цилиндру с блок-составом; 4 – кран подачи газа к цилиндру с блок-составом; 5 – каплеуловитель; 6 и 8 – водонепроницаемые мембраны; 7 – исследуемый блокирующий состав; 9 и 10 – пространство мерного цилиндра с азотом; 11 – корпус мерного цилиндра; 12 – газовый счетчик.

Рисунок 3.28 – Принципиальная схема стенда по оценке газодерживающих свойств блокирующих составов в вертикальном участке ствола скважины

С целью проведения экспресс-оценки газодерживающих свойств блокирующего состава разработан стенд с использованием мерного цилиндра и стеклянной полый трубки (рисунок 3.29) [84].



1 – регулятор давления и расхода газа; 2 – мерный цилиндр, моделирующий ствол скважины; 3 – стеклянная трубка, подающая газ на дно цилиндра; 4 – испытываемый блокирующий состав; 5 – пузырьки газа.

Рисунок 3.29 – Экспериментальный стенд для экспресс-оценки газодерживающих свойств блокирующих составов [84]

На рисунках 3.30 и 3.31 представлена принципиальная схема и внешний вид экспериментального стенда по оценке газодерживающих свойств блокирующих составов в условиях горизонтального окончания скважины. Данный стенд был разработан с целью оценки газоблокирующих свойств ЖГС в условиях горизонтального окончания скважины и ее вертикального участка. На данный стенд получен патент «Стенд для исследования

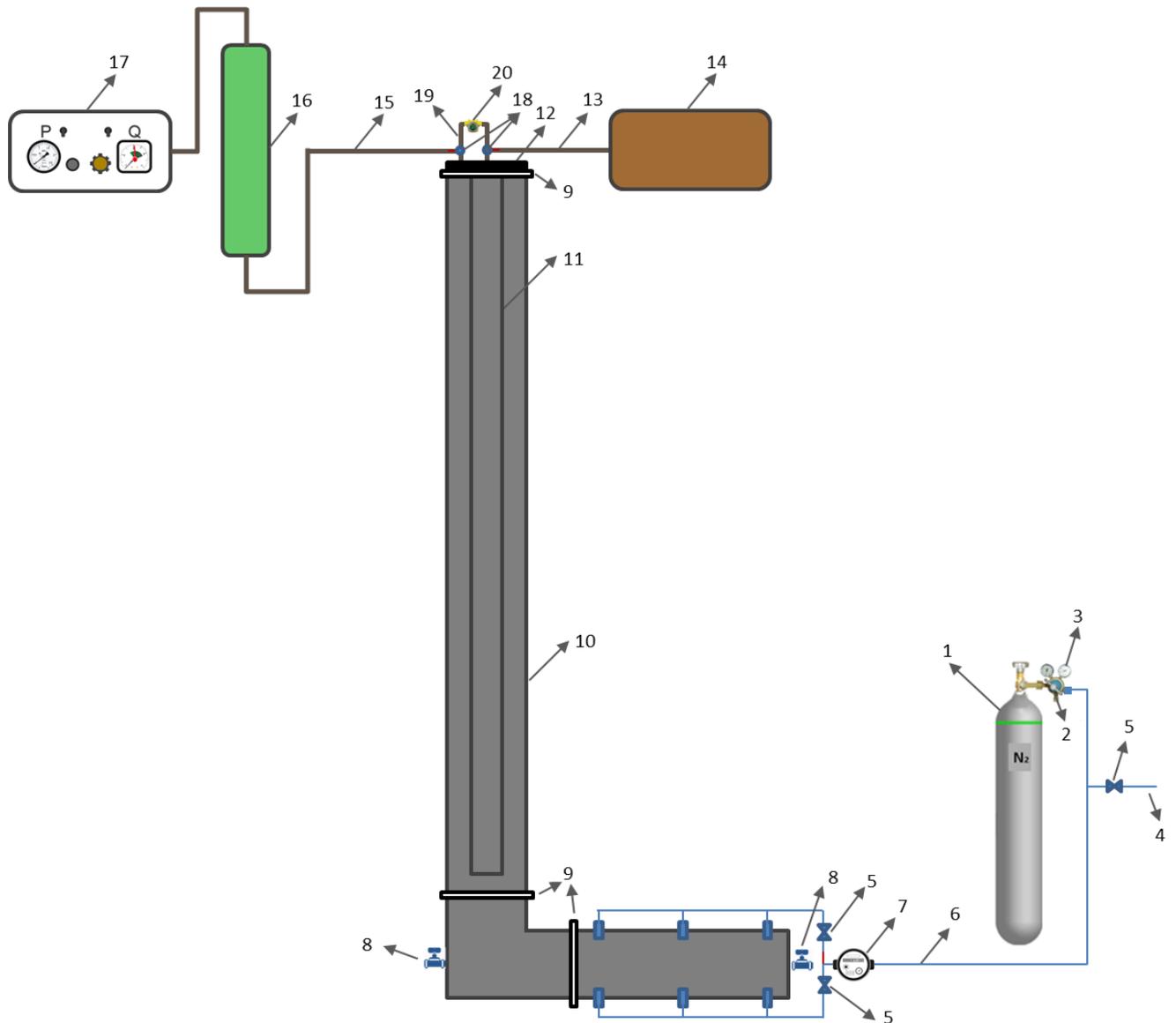
газоудерживающей способности составов, применяемых при подземном ремонте скважин» (Приложение Н) [44, 223].

Стенд работает следующим образом. Необходимое количество жидкости направляется по линии подачи жидкости 14 из цилиндра-емкости с жидкостью 15 через крышку с отверстиями 11 в стенд с регулированием расхода жидкости насосом 16, при этом жидкость движется по кольцевому пространству между внешней колонной 9 и центральной лифтовой колонной 10, заполняя пустотное пространство внешней колонны 9, с последующим движением по центральной лифтовой колонне 10 и далее через крышку с отверстиями 11 по линии отвода жидкости 12 к технологической емкости 13. После этого насос для подачи жидкости 16 отключается и изменяется положение трехходовых кранов 17 путем переключения их на линию контроля выхода газа 18. При этом способ подачи и отвода жидкости из стенда могут быть изменены таким образом, что линия подачи жидкости 14 будет заменена на линию отвода жидкости 12, либо линия подачи жидкости 14 будет расположена в нижней части стенда и подключена через двухходовой кран 7 [44, 223].

Далее стенд подключается к газовому баллону 1 через газовую линию 6. Посредством регулирования редуктора 2 в газовую линию 6 нагнетается газ до установленного условиями эксперимента давления, контролируемого манометром 3 на входе во внешнюю колонну 9. После открытия запорной арматуры 5, установленной на газовой линии 6, газ поступает во внешнюю колонну 9 и поднимается по ней вверх до нижней части центральной лифтовой колонны 10, где движение потока возможно по двум каналам – по кольцевому, между внешней колонной 9 и центральной лифтовой колонной 10, и по центральной лифтовой колонне 10. Затем оба потока по линии контроля выхода газа 17 поступают в счетчик газа 19 для обнаружения прорыва и подсчета объема прорвавшегося через блокирующий состав газа [44, 223].

В ходе проведения экспериментов моделируются различные технологические параметры работы стенда, заключающиеся в изменении давления подачи газа с помощью газового баллона 1 и расхода жидкости с помощью насоса для подачи жидкости 16, обеспечении вариативности способов подачи газа во внешнюю колонну 9 путем попеременного или одновременного открытия запорных арматур 5 в нижней части стенда, исследовании движения газа по строго вертикальным трубам («модель вертикальной скважины») или по горизонтальным и вертикальным трубам («модель горизонтальной скважины»), а также включающие работу только по внешней колонне 9 без спуска центральной лифтовой колонны 10 [44, 223].

После окончания эксперимента давление из стенда стравливается посредством линии сброса газа 4, путем открытия запорной арматуры 5, в свою очередь жидкость сливается через двухходовые краны 7 в систему утилизации [44, 223].



1 – газовый баллон с азотом; 2 – редуктор; 3 – манометр (давление в линии); 4 – линия сброса газа; 5 – клапан (откр./закр.); 6 – газовая линия (подача газа); 7 – датчик давления; 8 – двухходовой кран; 9 – фланцевое соединение; 10 – внешняя колонна; 11 – центральная лифтовая колонна; 12 – крышка с отверстиями; 13 – линия отвода жидкости; 14 – технологическая емкость; 15 – линия подачи жидкости; 16 – цилиндр-емкость с жидкостью; 17 – насос для подачи жидкости; 18 – трехходовой кран; 19 – линия контроля выхода газа; 20 – счетчик газа.

Рисунок 3.30 – Принципиальная схема стенда по оценке газодерживающих свойств блокирующих составов в условиях горизонтального окончания скважины [44, 223]



Рисунок 3.31 – Внешний вид стенда по оценке газодерживающих свойств блокирующих составов в условиях горизонтального окончания скважины [44]

Методика проведения лабораторных исследований газоблокирующих свойств блок-пачек включает следующие этапы:

1. Готовый блокирующий состав заливается в цилиндр.
2. С помощью насоса колонна стенда заполняется исследуемым составом.
3. Насос для подачи жидкости отключается, и раствор выдерживается на время сшивки (в случае исследования полимерного состава).
4. Посредством регулирования редуктора в газовой линии устанавливается давление 0,07 МПа.
5. После сшивки раствора открывается запорная арматура, и газ поступает во внутреннюю полость колонны.
6. Состав выдерживается при заданном давлении в течение 15 мин, либо до момента прорыва газа через блокирующий состав.
7. В течение указанного времени с помощью счетчика фиксируется факт выхода газа из колонны.
8. Если газ не прорвался, то давление увеличивается на $\Delta P = 0,07$ МПа. Система повторно выдерживается в течение 15 мин.
9. В случае изменения показания счетчика эксперимент останавливается. Фиксируется перепад давления, при котором происходит прорыв газа.

На этапе обработки экспериментальных данных и их сравнении с промышленными значениями газового фактора полученные значения давления оцениваются с позиции требуемого расхода газа для его прорыва через исследуемый БС. Методика данных расчетов представлена в работе [44] и включает следующие основные этапы:

1. При описании поведения газа в экспериментальном стенде используются фундаментальные комплексные параметры, называемыми критериями подобия [106, 110]. Например, критерий Фруда, рассчитываемый по формуле (3.18):

$$Fr = \frac{u^2}{g \cdot L}, \quad (3.18)$$

где u – средняя по сечению трубы скорость газа, м/с;

L – длина трубы, м.

Данный критерий подобия позволяет перейти от промышленных условий к оценке эффективности газоблокирующих свойств ГЖ в условиях лаборатории. Таким образом, скорость газа, исходя из подобия двух систем «экспериментальный стенд – скважина», выражается из формулы (3.19):

$$\frac{u_{скв}^2}{g \cdot L_{скв}} = \frac{u_{эс}^2}{g \cdot L_{эс}} \Rightarrow u_{эс} = \sqrt{\frac{L_{эс}}{L_{скв}}} \cdot u_{скв}, \quad (3.19)$$

где $u_{скв}$ – средняя по сечению трубы скорость газа при движении по стволу скважины, м/с;

$u_{эс}$ – средняя по сечению трубы скорость газа при движении внутри стенда, м/с;

$L_{эс}$ – длина стенда, м;

$L_{скв}$ – длина скважины, м;

g – ускорение свободного падения, м/с².

2. Определение объемного расхода и средней скорости газа согласно [106, 240] по формуле (3.20):

$$Q = \frac{V}{t}, \quad u = \frac{Q}{S} \Rightarrow u = \frac{V}{S \cdot t}, \quad (3.20)$$

где Q – объемный расход газа, м³/с;

V – объем газа, м³;

t – время проведения замера, с;

S – площадь сечения трубы, $S = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$, м².

С учетом формул (3.19) и (3.20) расчет объема прорвавшегося через блокирующий состав газа при проведении лабораторных исследований на разработанном экспериментальном стенде производился по формуле (3.21):

$$V_{\text{эс}} = \sqrt{\frac{L_{\text{эс}}}{L_{\text{скв}}}} \cdot \frac{d_{\text{эс}}^2}{d_{\text{скв}}^2} \cdot V_{\text{скв}}, \quad (3.21)$$

где $V_{\text{эс}}$ – объем газа внутри стенда, м^3 ;

$d_{\text{эс}}$ – внутренний диаметр стенда, м ;

$d_{\text{скв}}$ – внутренний диаметр скважины, м ;

$V_{\text{скв}}$ – объем газа в стволе скважины, м^3 .

3. В работе [178] приведена взаимосвязь газодерживающей способности ЖГС и противодействующей силы, препятствующей движению газа вдоль ствола скважины. Отмечено, что в случае контракции полимера или нарушения технологии проведения глушения могут быть образованы дефектные каналы в структуре ТЖ, через которые газ может прорваться из пласта в скважину. Если вязкость блокирующего состава достаточно высокая, то скорость проникновения газа через ТЖ будет незначительной, что может привести к равновесию, при котором газ уже проник на забой, но ещё не успел прорвать слой блок-пачки и уйти наверх. Поскольку газ на забое не может расширяться, он будет повышать давление на раствор снизу. При полном перекрытии проходного сечения диаметра ствола скважины образуется пачка газа, подъемная сила которого получается наиболее возможная [44, 178].

Подъемная сила прорвавшегося через блокирующий состав газа рассчитывается по формуле (3.22):

$$F = V \cdot (\rho_{\text{пачки}} - \rho_{\text{газ.пл.}}) \cdot g, \quad (3.22)$$

где V – прорвавшийся через блокирующий состав объем газа, м^3 ;

$\rho_{\text{пачки}}$ – плотность ЖГС для временного блокирования ПЗП, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{газ.пл.}}$ – плотность газа при пластовых условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Противодействующая сила в данном случае вычисляется по формуле (3.23):

$$F = S_{\text{пачки}} \cdot P_{\text{пр}}, \quad (3.23)$$

где $P_{\text{пр}}$ – предельное давление, при котором наблюдается начало движения газа, обусловленное реологическими свойствами блокирующего состава, Па ;

$S_{\text{пачки}}$ – площадь поперечного сечения трубы (м^2), заполненной блокирующим составом, определяется по формуле (3.24):

$$S_{\text{пачки}} = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (3.24)$$

где d – диаметр сечения трубы, м .

Из условия равенства сил выражается уравнение (3.25) для расчета величины давления, необходимого для сдерживания газа:

$$P_{np} = \frac{V \cdot (\rho_{жсгс} - \rho_{газ.пл.}) \cdot g}{S_{начки}} \quad (3.25)$$

Определение предельного давления на экспериментальном стенде (для лабораторных условий) определяется по уравнению (3.26), выведенному из уравнений (3.21) и (3.25):

$$P_{np} = \sqrt{\frac{L_{эс}}{L_{скв}}} \cdot \frac{V_{скв} \cdot (\rho_{жсгс} - \rho_{газ.пл.}) \cdot 4 \cdot g}{\pi \cdot d_{скв}^2}, \quad (3.26)$$

где $V_{скв}$ – прорвавшийся через блокирующий состав объем газа в стволе скважины, м³.

4. Поскольку под газовым фактором подразумевают объем газа, выделившийся из единицы объема пластовой нефти при снижении давления и температуры до стандартных условий (давление 0,1 МПа и температура 20 °С), то для перехода от стандартных условий к пластовым используется закон Бойля-Мариотта и Гей-Люссака (3.27):

$$\frac{P_{пл} \cdot V_{пл}}{T_{пл}} = \frac{P_{ст} \cdot V_{ст}}{T_{ст}} \Rightarrow V_{пл} = \frac{P_{ст} \cdot V_{ст} \cdot T_{пл}}{P_{пл} \cdot T_{ст}}, \quad (3.27)$$

где $P_{пл}$ – текущее пластовое давление, Па;

$V_{пл}$ – объем газа при пластовых условиях, м³;

$T_{пл}$ – пластовая температура, °С;

$P_{ст}$ – атмосферное давление, Па;

$V_{ст}$ – объем газа при стандартных условиях, м³;

$T_{ст}$ – стандартная температура, °С.

В уравнении (3.27) величина $V_{пл}$ соответствует объему газа, прорвавшемуся из ПЗП в ствол скважины при пластовых условиях. При этом значение $V_{ст}$ соответствует величине газового фактора, определенного при разгазировании единицы объема нефти.

3.1.8 Методика геомеханических исследований

Комплекс геомеханических исследований включает два основных блока:

1. Построение паспорта прочности горной породы-коллектора.
2. Проведение фильтрационных исследований в условиях истинного (неравнокомпонентного) объемного напряженного состояния с учетом температуры и порового давления.

1. Методика построения паспорта прочности горной породы-коллектора.

Метод построения паспорта прочности горной породы проводился согласно [68, 215, 219] с учетом результатов исследований лаборатории физико-механических свойств и разрушения горных пород Научного центра геомеханики и проблем горного производства Санкт-Петербургского горного университет, направленных на повышение точности метода сферических инденторов [129]. Результатом данных исследований явилась разработка нового

способа, основанного на оценке неоднородного напряжённого состояния и сложного характера разрушения образца хрупкой породы при нагружении его сферическими инденторами. Данный способ допускает использование образцов неправильной формы [130, 131].

В данном методе огибающая кругов предельных напряжений Мора аппроксимируется прямолинейными отрезками, соответствующими устойчивым видам разрушения (отрыву, срезу, «пластическому» деформированию в условиях всестороннего неравномерного сжатия), и переходными криволинейными отрезками (дугами окружностей предельных кругов напряжений Мора), для которых вид разрушения носит вероятностный характер [130, 131].

Суть метода заключается в определении площади поверхности зоны необратимых деформаций хрупкой горной породы по диаметру остаточного отпечатка от сферического индентора и длине лунки скола вдоль трещины отрыва на поверхности образца. Способ позволяет упростить испытания и повысить точность измерений (рисунок 3.32) [130, 131].

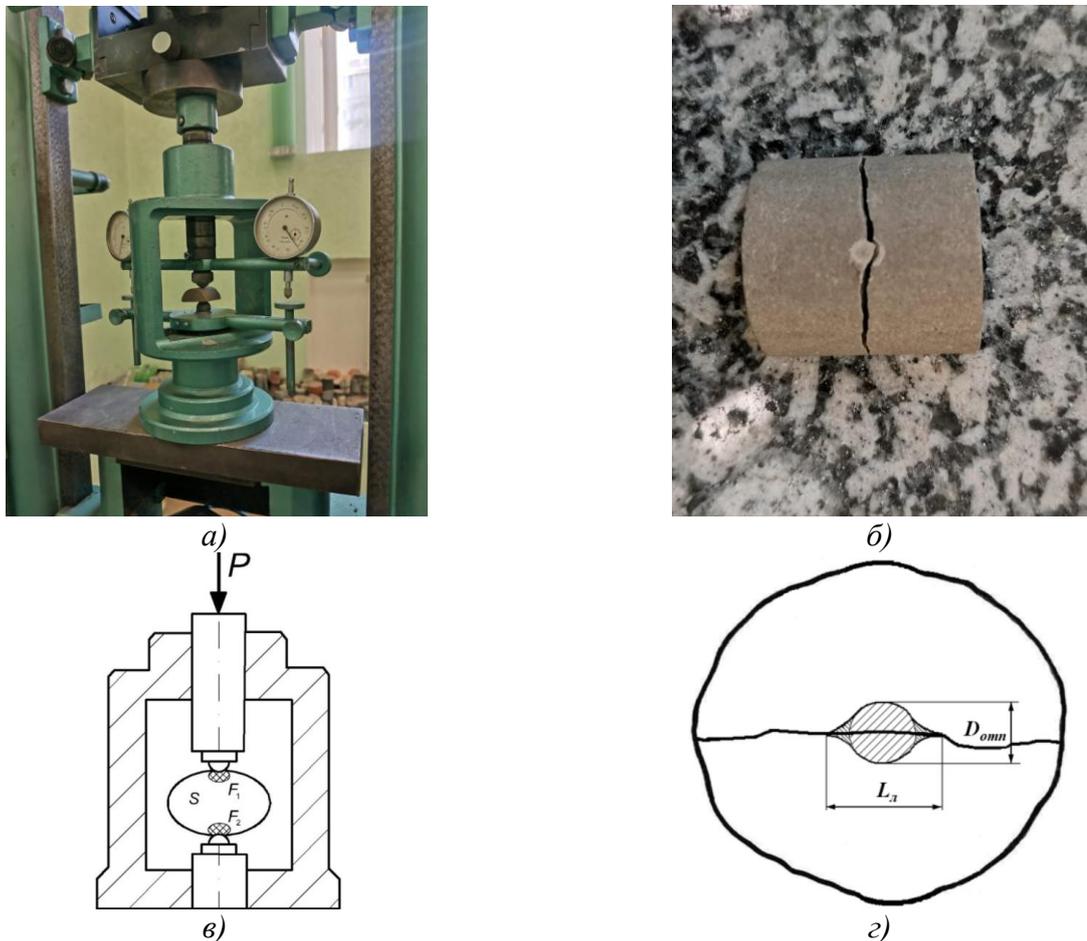


Рисунок 3.32 – Процесс испытания образца горной породы методом сферических инденторов: *а* – процесс испытания образца породы методом сферических инденторов; *б* – внешний вид образца карбонатной породы после разрушения методом сферических инденторов; *в* – схема испытания образца породы сферическими инденторами; *г* – схема измерения геометрических параметров зоны *F* разрушенной породы на контакте со сферическим индентором [131]

Определение коэффициента Пуассона проводится по методу, разработанному в Научном центре геомеханики и проблем горного производства Санкт-Петербургского горного университета. Суть метода заключается в оценке коэффициента Пуассона по результатам измерения растягивающих и сжимающих напряжений в условиях сложного напряжённого состояния, соответствующего разрушению породы отрывом и срезом. При этом в качестве исходных данных для расчётов используются результаты испытания на раскалывание образцов неправильной формы [216, 132].

2. Методика проведения фильтрационных исследований в условиях объемного напряженного состояния.

Определение фильтрационных свойств образцов горных пород проводится с использованием автоматизированной сервогидравлической испытательной установки высокого давления RTR 1500 (GCTS, США) (рисунок 3.33). Данная установка предназначена для проведения исследований процессов деформирования и разрушения горных пород в условиях истинного (неравнокомпонентного) объемного напряженного состояния с учетом создания температурных условий, порового давления и процесса фильтрации жидкости. Позволяет определять статические и динамические деформационные показатели горных пород и материалов на всех этапах испытания.

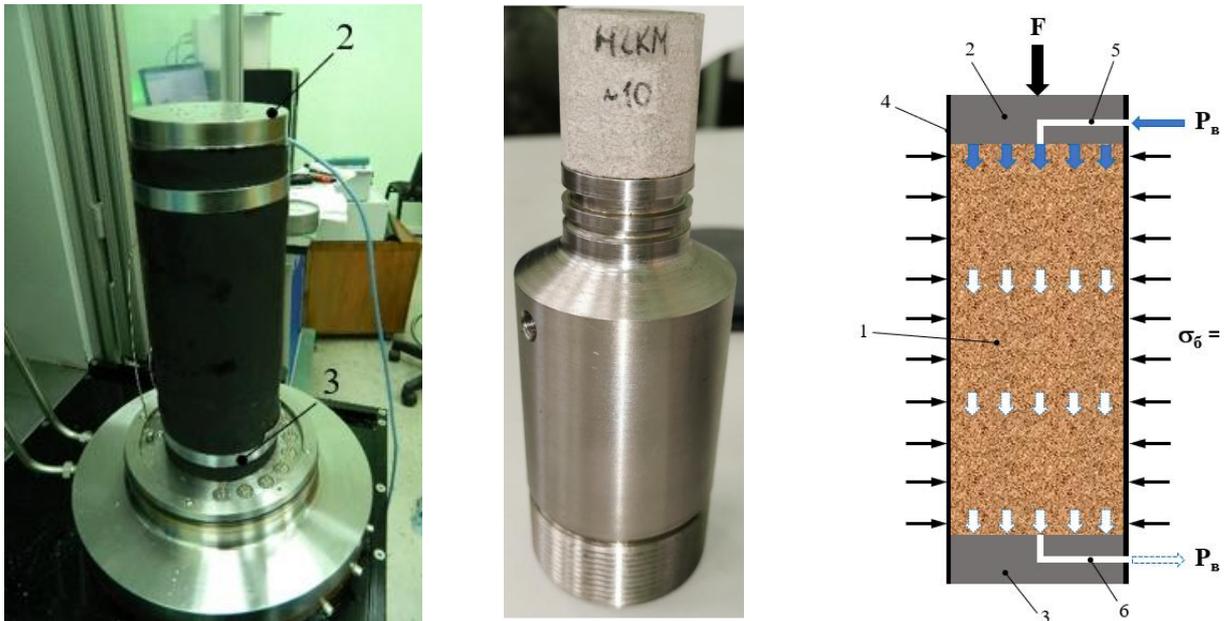


Рисунок 3.33 – Сервогидравлическая установка GCTS RTR 1500

Технические характеристики установки:

- максимальная осевая нагрузка – 1500 кН;
- максимальная величина бокового давления – 80 МПа;
- максимальная величина порового давления – 80 МПа;
- максимальные размеры образцов при трехосном сжатии – диаметр 100 мм, высота – 250 мм;
- создаваемая температура в камере трехосного сжатия – от минус 300 °С до +2000 °С;
- встроенная в камеру трехосного сжатия (стабилометр) система ультразвуковых датчиков.

При подготовке к испытаниям образец породы помещается в резиновую трубчатую оболочку для предохранения от проникновения в его поры рабочей жидкости (технического масла) и создания бокового давления. На торцах образца породы размещаются плоские стальные накладочки. Конструкция стальных торцевых накладок обеспечивает подачу и отток жидкости (дистиллированной воды) в образец породы. Накладки имеют на поверхности концентрические и радиальные канавки для равномерного распределения жидкости по всей торцевой поверхности образца породы (рисунок 3.34).



1 – образец горной породы; 2 – верхняя торцевая накладочка; 3 – нижняя торцевая накладочка; 4 – боковая гидроизоляционная оболочка образца породы; 5 – канал в верхней торцевой накладочке для подачи воды на торец образца породы; 6 – канал в нижней торцевой накладочке для оттока воды, профильтровавшейся через образец породы.

Рисунок 3.34 – Конструкция и принцип работы керноудерживающего устройства

Подготовленный кернодержатель помещается в камеру трехосного сжатия (стабилометр), рассчитанный на реализацию осесимметричного нагружения. Камера с установленным образцом породы герметизируется и заполняется рабочей жидкостью. После задания требуемого значения

бокового давления задается осевая нагрузка (через стальные накладки). Постоянство скорости нагружения обеспечивается системой автоматического управления прессом (рисунок 3.35).

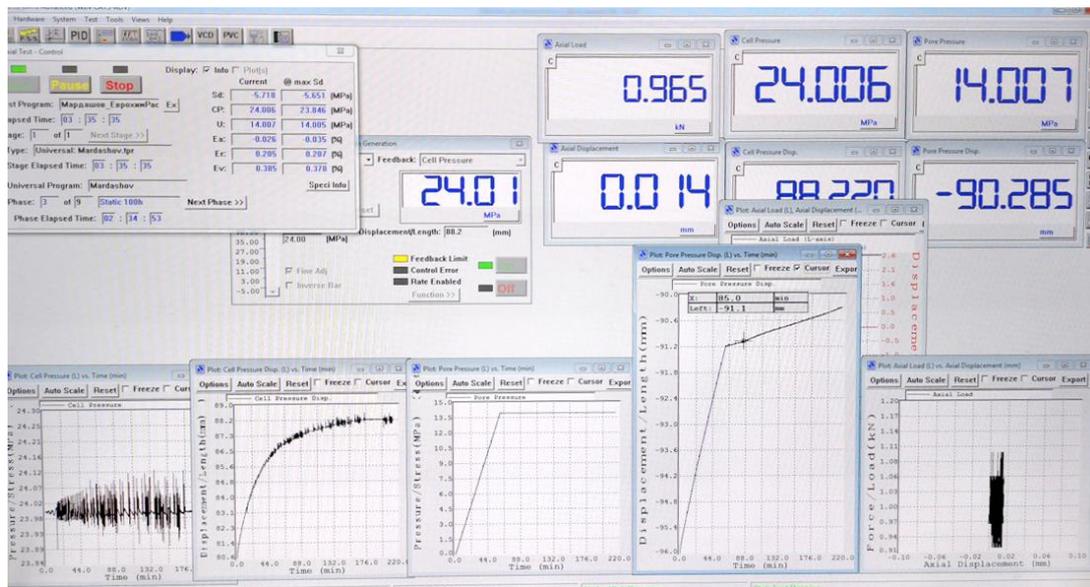


Рисунок 3.35 – Интерфейс автоматизированной системы управления прессом

Подготовленный образец породы, размещенный в стабилометре установки, преднагружается требуемым значением бокового давления, после чего путем фильтрации осуществляется насыщение образца ядра водой при минимальном расходе. После окончания процесса насыщения (не менее 2 часов) в образце породы создается требуемое значение порового давления. После стабилизации порового давления задается необходимая величина осевой нагрузки. После этого через специальные трубопроводы в стабилометре и канал в верхней торцевой накладке на образец породы подается дистиллированная вода (смотреть рисунок 3.35) до момента стабилизации перепада давления. После стабилизации перепада давления изменяются значения порового давления и/или бокового/осевого давлений. Процесс фильтрации повторяется до момента стабилизации перепада давления.

Коэффициент проницаемости образца ядра рассчитывается на основании формулы Дарси (3.12).

Исследования проводятся в изотермическом процессе.

В качестве жидкости насыщения и фильтрации используется дистиллированная вода.

При проведении фильтрационных исследований в условиях одного из НГКМ Волго-Уральской нефтегазоносной провинции использовались следующие параметры объемного напряженного состояния ядра (данные параметры устанавливаются в зависимости от результатов построения паспорта прочности горной породы):

- вертикальная составляющая горного давления (осевое давление, параллельное направлению фильтрации потока воды) – 51 МПа;
- горизонтальная составляющая горного давления (боковое давление обжима):

- 24 МПа (при коэффициенте Пуассона 0,32) – поровое давление изменяется по следующим шагам: 14, 17, 20 МПа;
- 22 МПа (при коэффициенте Пуассона 0,30) – поровое давление изменяется по следующим шагам: 14, 17, 20 МПа;
- 20 МПа (при коэффициенте Пуассона 0,28) – поровое давление изменяется по следующим шагам: 14, 17, 18 МПа.

В качестве горного давления принимается разница между вертикальной и горизонтальной составляющей горного давления, а в качестве эффективного давления – разница между горным давлением и поровым.

Выбранные значения порового давления соответствуют значениям начального пластового давления НГКМ и АНПД на различных этапах разработки месторождения. При боковом давлении 20 МПа поровое давление не может быть равным боковому, так как это приведет к фильтрации жидкости между стенками керна и манжетой системы обжима. Поэтому на данном этапе максимальное поровое давление соответствовало 18 МПа. Следует также отметить, что интервал давлений от 14 до 20 МПа по данным истории глушения скважин на НГКМ совпадает с рабочим диапазоном забойных давлений при закачке в скважины блокирующих составов и их продавливании в ПЗП.

3.2 Разработка блокирующих эмульсионных и полимерных составов для глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом

3.2.1 Разработка реагента-эмульгатора гидрофобно-эмульсионных составов и изучение области его эффективного применения

Одним из основных факторов, сдерживающих применение эмульсионных блокирующих составов в условиях повышенных пластовых температур (до 80-90 °С), является требование к агрегативной устойчивости и термостабильности таких составов [82]. В связи с этим актуальным является применение блокирующих составов, способных выдерживать повышенные пластовые температуры. Для решения данной проблемы были проведены совместные с ООО «Синтез-ТНП» исследования по разработке нового эффективного эмульгатора обратных эмульсий (Приложение К) [162].

Данный эмульгатор содержит активное вещество, растворитель и функциональные добавки. В качестве активного вещества он содержит продукт взаимодействия ненасыщенных жирных кислот и сложных этиленаминов, аминспиртов и их смесей, в качестве растворителя – фракции углеводородов, содержащие спирты, эфиры и альдегиды C₁-C₁₂ или нефтяные дистилляты, а в качестве функциональных добавок – гидроксипропилированные алкилфенолы или

поливинилацетатную депрессорную присадку при следующем соотношении компонентов, мас. % [213]:

- активное вещество – 20-90;
- растворитель – 75-8;
- функциональные добавки – остальное.

Активное вещество эмульгатора обратных водонефтяных эмульсий содержит продукты, а именно, амидо-аминную соль и имидазолы, синтезированные на основе ненасыщенных жирных кислот. При этом в качестве этиленаминов применяют не только индивидуальные простые аминоспирты, но и преимущественно смеси аминов и аминоспиртов с длинной углеводородной цепью (так называемые «жирные» амины), в которых присутствуют в больших количествах спиртовые и аминные группы. Представителями их являются аминоэтиленэтаноламин, триэтилентетрамин, гексаэтиленпентамин и другие сложные амины или смеси полиаминов. Это позволяет синтезировать продукт с более плотными и прочными структурными связями, что также немаловажно для обеспечения агрегативной устойчивости эмульсий [213].

Управляемый синтез проводится при содержании аминов в смеси с жирной кислотой от 14 до 30 % (по массе) в температурном диапазоне 140-200 °С. Полученную амидо-аминную соль, с возможным содержанием имидазолов, для придания технологичности при использовании компаундируют с растворителем и функциональными добавками, регулирующими межфазное поверхностное натяжение [213].

Таким образом, в состав эмульгатора включены следующие реагенты и товарные продукты их содержащие [213]:

1. Активное вещество – продукт взаимодействия ненасыщенных жирных кислот (например, растительных масел – подсолнечного, включая соапсток по ТУ 9145-002-57490685-03, рапсового и др.) и сложных этиленаминов, аминоспиртов или их смесей (например, полиэтиленполиаминов по ТУ 2413-214-00203312-2002).

2. Растворители – фракции углеводородов, содержащие спирты, эфиры и альдегиды С1-С12 или нефтяные дистилляты, выкипающие в пределах 180-400 °С, например, КОБС (кубовый остаток ректификации бутиловых спиртов) по ТУ 2421-101-05766575-2001 или дизельное топливо по ГОСТ 305-82, или аналогичные им растворители.

3. Функциональные добавки – гидроксипропилированные алкилфенолы (Неонол АФ 9-12 по ТУ 2483-077-05766801-98) или поливинилацетатная депрессорная присадка (типа Sераflux 5484, производство фирмы BASF).

В результате проведенных исследований был разработан, запатентован и внедрен в промышленное производство эмульгатор марки «ЯЛАН-Э-2» (ТУ 2458-001-22650721-2009) (Приложения А и Б) [162, 167]. В период с 2009 по 2010 гг. было освоено промышленное

производство данного реагента-эмульгатора, используемого для получения гидрофобно-эмульсионных составов, применяемых при глушении нефтяных скважин перед их подземным ремонтом (Приложение В), а также при кислотных обработках добывающих скважин в качестве блокирующего состава-отклонителя (Приложение Д) и в виде обратной кислотонефтяной эмульсии при обработке трещинных карбонатных пород-коллекторов. Эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий ЯЛАН-Э-2 имеет широкую область применения и, в настоящее время, поставляется на ряд нефтегазодобывающих предприятий и сервисных компаний России.

Согласно результатам лабораторных исследований, проведенных в Санкт-Петербургском горном университете совместно с Мавлиевым А.Р., установлена возможность применения эмульгатора ЯЛАН-Э2 с целью стабилизации гидрофобно-эмульсионных составов не только для процесса глушения скважины, но и для потокоотклоняющей технологии, а также для защиты внутрискважинного оборудования от коррозии. Авторами [147, 149, 148] рекомендуется применять ГЭС, стабилизированный данным реагентом, для создания профилактической антикоррозионной смазки (ПАС) на поверхности внутрискважинного оборудования. По результатам проведенных лабораторных исследований, эффективность применения ПАС оказалась выше в сравнении с использованием ингибиторов коррозии, по причине того, что данная смазка обеспечивает полную защиту от коррозии и не требует периодической дозировки реагентов для поддержания их постоянной концентрации в проточной добываемой жидкости. Авторы рекомендуют применение ПАС также при специальных обработках межтрубного пространства консервируемых и нагнетательных скважин [147, 148, 149].

По данным исследований [127], проведенных в Санкт-Петербургском горном университете Королевым М.И., эмульгатор ЯЛАН-Э2 может применяться также для технологии выравнивания фронта вытеснения в неоднородных по проницаемости объектах. Автором рекомендуется стабилизировать данным реагентом ГЭС, приготовленный на основе пластовой воды и керосина марки ТС-1, с добавлением функциональных присадок: анионного ПАВ (сульфонола) и неионогенного ПАВ (гидрофобизатора НГ-1). Данное комплексование ПАВ позволяет не только уменьшать межфазное натяжение на границе «эмульсия – нефть», но и увеличивать дисперсность всей системы [127].

По результатам исследования реологических и фильтрационных свойств гидрофобно-эмульсионного состава, стабилизированного реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2, установлена возможность его использования в «щадящих» потокоотклоняющих технологиях, направленных на регулирование фильтрационных характеристик призабойной зоны нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири, отличающихся сложными геолого-физическими и технологическими условиями разработки, в частности,

высокой слоистой неоднородностью и повышенными пластовыми температурами (до 80-90 °С). Гидрофобно-эмульсионные составы в данном случае являются эффективными временно-блокирующими агентами. Их использование позволяет снизить проницаемость по воде более чем в 20 раз. Таким образом, данная технология может повысить эффективность эксплуатации скважин и при системном использовании на нефтяной залежи увеличить нефтеотдачу [150, 186, 248].

Вышеуказанное свойство ГЭС может быть также эффективно использовано при кислотных обработках карбонатных коллекторов в условиях повышенной обводненности добываемой продукции. В данном случае ГЭС, приготовленный с использованием реагента-эмульгатора ЯЛАН-Э2, может выполнять роль жидкости-отклонителя, блокирующей высокопроницаемые обводненные интервалы и отклоняющей закачиваемые следом водные растворы кислот. Данный технологический эффект подтвержден результатами опытно-промысловых испытаний технологии кислотной обработки добывающих скважин с гидрофобно-эмульсионным составом-отклонителем, приготовленным с использованием эмульгатора ЯЛАН-Э2, на Сосновском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Приложение Д).

Реагент ЯЛАН-Э2 хорошо стабилизирует обратные водонефтяные эмульсии для нефтей с плотностью 800 кг/м³ и более. В результатах проведенных исследований отмечена более высокая эффективность данного реагента в сравнении с другими рецептурами эмульгаторов различных производителей для любых типов нефтей и пластовых вод.

По данным исследований, представленным в [41, 114], реагент-эмульгатор ЯЛАН-Э2 входит в 6-ку (из 23-х исследованных) наиболее эффективных (с точки зрения снижения межфазного натяжения) реагентов-эмульгаторов различных производителей. В таблице 3.6 представлены результаты исследований межфазного натяжения на границе «нефть НГКМ с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция» 23-х различных типов реагентов-эмульгаторов. При этом по итогам проведенного комплекса лабораторных исследований, включающего исследование физико-химических и реологических свойств эмульсионных составов, стабилизированных данными эмульгаторами, реагент ЯЛАН-Э2 оказался в тройке лучших.

Результаты определения критической концентрации мицеллообразования (ККМ) показали, что оптимальным диапазоном концентрации эмульгатора ЯЛАН-Э2 в нефти при использовании водного раствора хлористого кальция является 0,5-1,5 % мас. (рисунки 3.36 и 3.37). При этом у исследованных эмульгаторов межфазное натяжение сначала снижается до минимального значения – ККМ, а затем, при дальнейшем увеличении концентрации эмульгатора, наблюдается рост значений межфазного натяжения. Это объясняется

формированием мицелл смешанного типа, при котором один компонент поверхностно-активного вещества (более сильный) вытесняет второй компонент из образовавшихся смешанных мицелл, следовательно, происходит рост межфазного натяжения в зоне, которая расположена справа от ККМ [41, 114, 179, 234, 320, 333].

Таблица 3.6 – Результаты измерения межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция» в зависимости от концентраций эмульгатора в нефти [41, 114, 333]

Шифр эмульгатора	Межфазное натяжение, мН/м			Плотность нефти, кг/м ³	Плотность CaCl ₂ , кг/м ³
	Концентрация эмульгатора, % мас.				
	0,05	0,1	0,5		
нефть НГКМ	28,55			844	1140
Э-01	13,4	9,59	1,16		
Э-02	11,1	8,82	3,78		
Э-03	24,7	17,3	12,2		
Э-04	14,5	3,23	3,34		
Э-05	12,7	11,4	7,63		
Э-06	17,6	12,6	4,46		
Э-07	18,6	14,8	4,5		
Э-08	26,5	22,2	17,8		
Э-09	11,9	7	0,74		
Э-10	24,3	18,7	12,4		
Э-11	11,4	7,24	0,85		
Э-12	16,2	10,4	1,63		
Э-13	18,9	14,8	6,35		
Э-14 (ЯЛАН-Э2)	13,1	7,97	0,61		
Э-15	10,9	5,63	0,77		
Э-16	15,1	9,38	1,52		
Э-17	14,6	12,4	8,49		
Э-18	8,67	4,75	0,48		
Э-19	24,3	22,4	15,4		
Э-20	16,1	13,4	5,52		
Э-21	21,3	16,1	7,36		
Э-22	17,5	15,3	6,83		
Э-23	9,29	7,38	0,65		

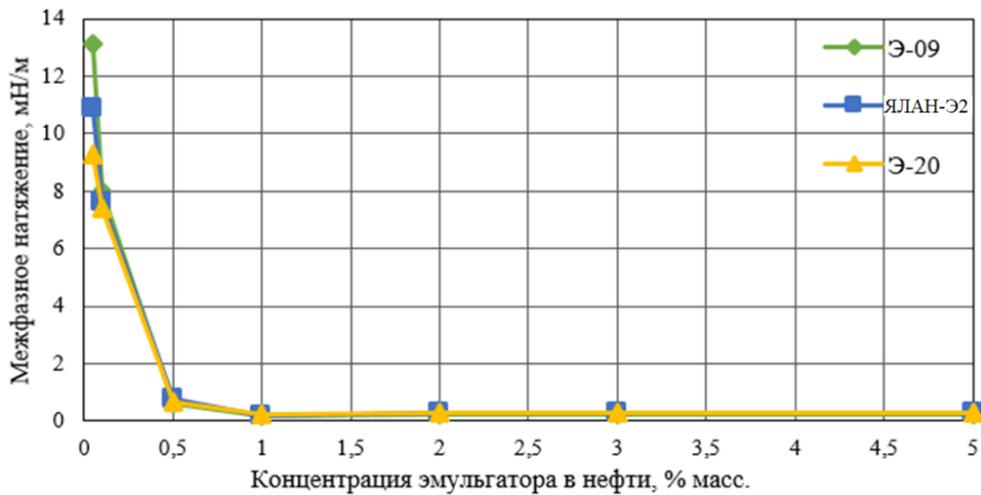


Рисунок 3.36 – Зависимость межфазного натяжения от концентрации эмульгаторов в нефти

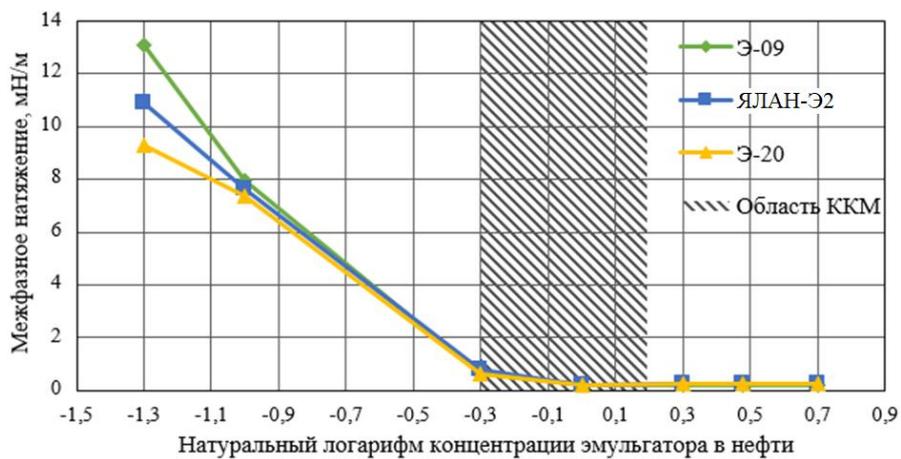


Рисунок 3.37 – Зависимость межфазного натяжения от натурального логарифма концентрации эмульгаторов в нефти

На основе результатов лабораторных исследований, представленных в [248], эмульсионные составы, приготовленные с использованием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2, в сравнении с композицией, содержащей эмульгатор марки Нефтенол НЗ, обладают следующими преимуществами:

- повышенная агрегативная устойчивость при температуре 80 °С как в статических, так и в динамических условиях (по данным реологических и фильтрационных исследований);
- высокие блокирующие свойства по отношению к фильтрационным потокам водонасыщенного коллектора;
- более эффективная гидрофобизация породы-коллектора (повышенный остаточный фактор сопротивления).

К тому же, эмульсионный состав, приготовленный с использованием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2, обладает антикоррозионными и бактерицидными свойствами, а также способностью поглощать сероводород. В связи с этим его применение направлено также на профилактику сероводородной коррозии скважинного оборудования, связанной, как с ростом зараженности продуктивного пласта сульфатвосстанавливающими бактериями на поздней стадии разработки

нефтяного месторождения [244, 248], так и с высоким содержанием сероводорода в добываемой продукции, что характерно для исследуемого НГКМ.

Таким образом, область применения разработанного реагента-эмульгатора ЯЛАН-Э2 является весьма широкой и охватывает следующие направления:

- глушение скважин перед ТКРС;
- кислотная обработка добывающих скважин;
- ограничение водопритока в добывающие скважины;
- выравнивание фронта вытеснения в неоднородных коллекторах;
- выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин;
- защита подземного нефтегазопромыслового оборудования от коррозии.

3.2.2 Разработка блокирующего гидрофобно-эмульсионного состава

При глушении добывающих скважин в осложненных условиях их эксплуатации (АНПД, трещинный коллектор, высокий газовый фактор) необходимым условием является блокирование интервала перфорации продуктивного пласта технологической жидкостью повышенной вязкости [273]. При этом основным требованием к данной ТЖ является необходимость максимального сохранения фильтрационных свойств ПЗП. Анализ геолого-промыслового материала показал, что наиболее «щадящими», в данном случае, являются инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР). В состав таких эмульсий входит углеводородная дисперсионная среда (например, дизельное топливо, нефть или конденсат), дисперсная фаза (подтоварная вода или водный раствор солей), а также стабилизирующая добавка – эмульгатор. Свойства эмульсии (плотность, вязкость, агрегативная устойчивость и термостабильность) во многом зависят от соотношения компонентов и минерализации водной фазы [41, 196, 230, 344].

Получение агрегативно устойчивых эмульсий достигается путем введения в исходный состав достаточного количества эмульгатора, наиболее эффективного для требуемого сочетания компонентов. При этом концентрация эмульгатора в конечном растворе должна быть минимальной, что объясняется удорожанием технологии глушения скважин [41, 115, 283].

Таким образом, комплексное и всестороннее изучение инвертно-эмульсионных растворов при их разработке для применения в качестве блокирующей ЖГС в конкретных геолого-физических условиях должно стать обязательным этапом внедрения новых технологий глушения скважин [41, 196]. Обоснованное применение подобных ТЖ, при правильном их подборе для заданных геологических условий, позволяет предотвратить ряд осложнений, связанных с поглощением ЖГС в пласт и прорывом углеводородного газа в скважину, тем самым сократив объемы долива жидкости в скважину, продолжительность операции глушения и срока

вывода скважин на режим эксплуатации. Все это в конечном счете позволяет значительно снизить затраты на проведение подземного ремонта скважин [41, 93, 345].

Выполнение данной задачи особенно актуально для условий исследуемого НГКМ, характеризующегося следующими осложнениями: трещинно-поровый тип коллектора; высокий газовый фактор; наличие подстилающей воды; открытый и протяженный горизонтальный участок ствола скважины; многочисленные многостадийные гидроразрывы пласта и большеобъемные СКО [41].

Согласно разработанному комплексу лабораторных исследований, описанному в разделе 3.1, были проведены экспериментальные исследования по разработке эмульсионного блокирующего состава для глушения добывающих скважин в заданных условиях. Данная комплексная методика позволяет на каждом из этапов обосновать и выбрать реагенты, показавшие наилучшие результаты, и рекомендовать их для дальнейших исследований. Суть исследований заключалась в определении оптимального соотношения исходных реагентов (углеводородная (УВ) фаза, водная фаза, эмульгатор).

Лабораторные исследования, проведенные ранее для условий Западной Сибири, послужили основой для адаптации разработанной обратной водонефтяной эмульсии (ОВНЭ) [212] для условий исследуемого НГКМ Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

По итогам исследований, результаты которых представлены в работах [112, 116, 157, 159, 161, 162, 166, 168, 346, 348], был разработан блокирующий состав ОВНЭ (Приложение И), стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2, для применения в скважинах с малой и средней обводненностью (до 60 %), вскрывших низкопроницаемые терригенные коллектора (рисунок 3.38) [162].

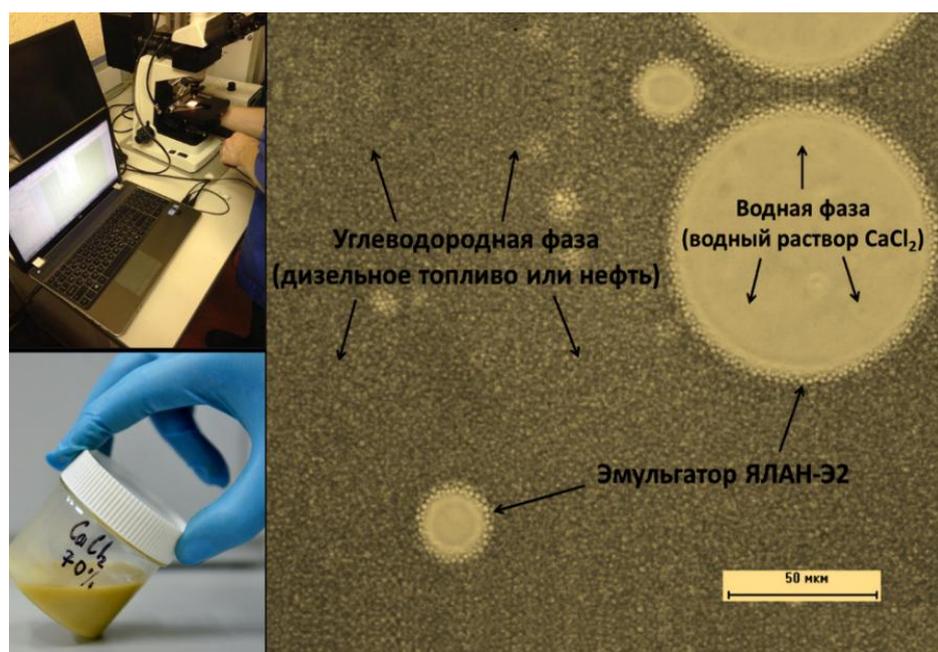


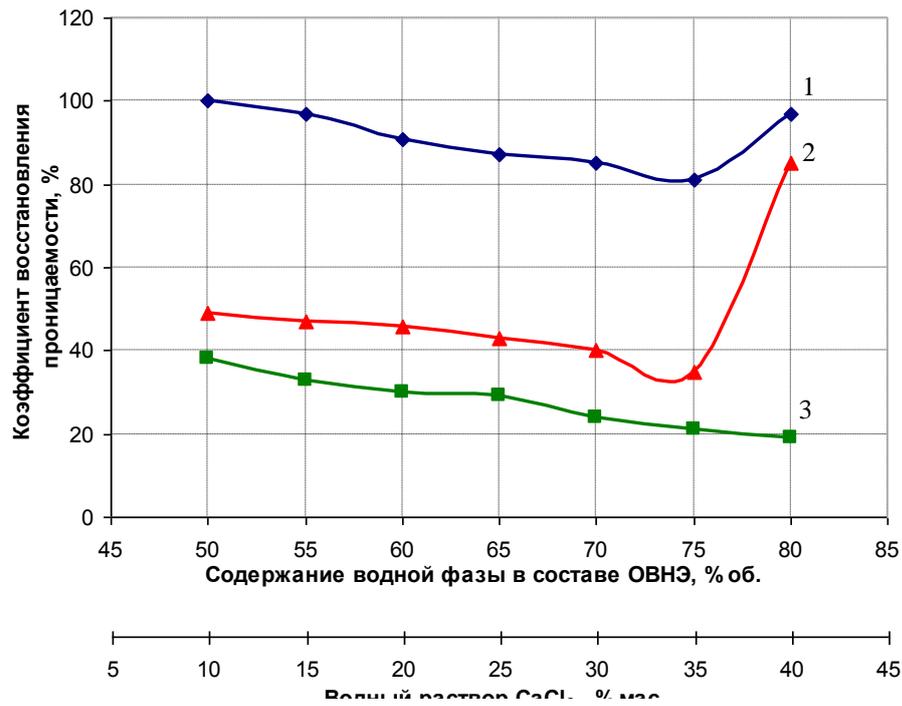
Рисунок 3.38 – Разработанный эмульсионный состав ОВНЭ

В результате проведенных лабораторных исследований было установлено, что эмульгатор «ЯЛАН-Э-2» стабилизирует обратные водонефтяные эмульсии, приготовленные как с тяжелыми, так и с легкими нефтями при использовании в качестве дисперсной фазы воды с любой степенью минерализации. При этом при температуре до 90 °С приготовленные эмульсии стабильны более 3-х суток [116].

Одним из основных преимуществ разработанного эмульсионного состава перед традиционно используемыми технологическими жидкостями на водной основе является возможность регулирования его технологических свойств за счет изменения количества и типа его дисперсной (водной) фазы. Так плотность ОВНЭ является регулируемой величиной и может изменяться в достаточно широких пределах (от 950 до 1420 кг/м³). Состав ОВНЭ представляет собой жидкость с неньютоновским характером течения. Динамическая вязкость в таких системах зависит от напряжения сдвига и является функцией скорости сдвига. При изменении содержания дисперсной фазы в составе от 50 до 70 % об. вязкость эмульсии варьируется в широком диапазоне (200-3000 мПа·с при скоростях сдвига 14,6-73,2 с⁻¹), что позволяет регулировать степень ее проникновения в пласт в зависимости от целей обработки [162].

Для исследования влияния состава ОВНЭ, стабилизированного реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2, на фильтрационные характеристики пород-коллекторов были проведены лабораторные испытания с моделированием процесса «глушения – освоения» скважины в термобарических условиях с использованием естественного керна терригенных отложений. Экспериментальные исследования подтвердили отрицательное влияние водного раствора CaCl₂ на фильтрационные характеристики ПЗП, что выразилось в снижении проницаемости образца керна по углеводородной фазе (коэффициент восстановления проницаемости (КВП) после обработки составил 20-40 %) (рисунок 3.39) [162].

Между тем состав ОВНЭ, стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2, при попадании в пористую среду породы-коллектора проявил гидрофобизирующие свойства, что выразилось в сохранении проницаемости по углеводородной фазе (КВП составил 80-100 %) и увеличении фильтрационных сопротивлений по отношению к водной фазе (КВП при этом составил в среднем 50 %). При увеличении содержания дисперсной фазы в ОВНЭ до 80 % об. состав приобретает блокирующий характер и практически не фильтруется через образец горной породы, обеспечивая сохранность его фильтрационных свойств. Логично предположить, что использование данного эмульсионного состава в качестве ЖГС перед подземным ремонтом обеспечит сохранение дебитов скважин по нефти и снижение обводненности добываемой продукции [162].



1 – влияние ОВНЭ на нефтенасыщенный керн; 2 – влияние ОВНЭ на водонасыщенный керн; 3 – влияние водного раствора CaCl₂ на нефтенасыщенный керн.

Рисунок 3.39 – Динамика изменения коэффициента восстановления проницаемости при моделировании операции «глушения – освоения» скважины в условиях терригенного коллектора [162]

При адаптации ОВНЭ для условий исследуемого объекта (НГКМ Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с карбонатным коллектором) в качестве УВ жидкости (дисперсионной среды) использовалась нефть НГКМ, водной (дисперсной) фазой служил водный раствор хлорида кальция плотностью 1140 кг/м³. Важно отметить, что значение плотности водной фазы можно изменять в зависимости от необходимой величины забойного давления и требуемой вязкости эмульсии. При подборе реагента-эмульгатора всего использовалось 23 эмульгатора (под шифрами Э-01 – Э-23) различных марок и производителей.

Обратные водонефтяные эмульсии готовились следующим образом. Расчетное по рецептуре количество эмульгатора смешивалось с углеводородной жидкостью лабораторной мешалкой пропеллерного типа, после чего в емкость с полученной смесью порционно в процессе перемешивания добавлялось необходимое количество водного раствора хлористого кальция. Время перемешивания компонентов эмульсии составляло 20 мин при скорости вращения мешалки 1500 об/мин.

1. Подбор типа и оптимальной концентрации реагента-эмульгатора

1.1. Определение межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция»

По итогам измерения межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция» (смотреть таблицу 3.6) было отобрано 6 наиболее эффективных (по наиболее низким значениям межфазного натяжения при концентрации 0,5 % мас.) эмульгаторов: Э-09, Э-11, Э-14 (ЯЛАН-Э2), Э-15, Э-18 и Э-23. В сравнении с другими типами эмульгаторов, их применение, при прочих равных условиях, будет способствовать созданию эмульсии с большей термостабильностью и агрегативной устойчивостью. Поскольку низкое межфазное натяжение на границе раздела фаз – одно из важнейших условий получения стабильной эмульсии. Кроме того, поверхностная активность эмульгаторов прямо влияет на сохранение фильтрационных свойств ПЗП и сокращение срока освоения и вывода скважин на режим эксплуатации после проведения их подземного ремонта [41].

1.2. Оценка термостабильности эмульсионных составов

Со всеми шестью отобранными эмульгаторами были приготовлены эмульсионные составы (соотношение водной и УВ фаз – 80/20 %; концентрация эмульгатора – 0,5 % мас.). Указанное соотношение фаз в эмульсии 80/20 % было подобрано по результатам предыдущих исследований, описанных в работах [161, 162, 166], с учетом необходимости приготовления эмульсии с повышенной вязкостью с целью блокирования трещинных и трещинно-поровых пород-коллекторов в условиях АНПД [41].

Приготовленные растворы помещались в термостат с установленной пластовой температурой 37 °С, где выдерживались в течение 6 суток (среднее время проведения подземного ремонта скважин). Через каждые 24 часа визуально оценивалось состояние эмульсионного раствора и количество выделившейся водной фазы.

Полученные результаты оценки термостабильности эмульсионных составов представлены в таблице 3.7 [41].

Таблица 3.7 – Результаты исследования термостабильности эмульсионных составов при 37 °С

Шифр эмульгатора	Термостабильность эмульсии в течение 6 сут.
Э-09	Не стабилен
Э-11	Стабилен
Э-14 (ЯЛАН-Э2)	Стабилен
Э-15	Стабилен
Э-18	Стабилен
Э-23	Стабилен

1.3. Определение эффективной вязкости эмульсионных составов

Эмульсионные составы для реологических исследований готовились с использованием эмульгаторов Э-11, Э-14 (ЯЛАН-Э2), Э-15, Э-18 и Э-23, отобранных с учетом результатов оценки термостабильности эмульсий. Реологические исследования проводились с использованием ротационного автоматизированного вискозиметра. Эксперименты проводились

при стандартной температуре (20 °С) с целью качественного сравнения рассматриваемых жидкостей глущения при моделировании процесса их закачки насосным агрегатом в скважину [41].

В режиме контролируемой скорости сдвига (CR test – Controlled Rate) строилась реологическая кривая. Суть метода исследований заключалась в получении зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при постепенном увеличении последнего параметра от 0 до 300 с⁻¹ (кривая течения жидкости).

Для более информативного анализа полученных результатов «кривых течений» эмульсий, приготовленных с использованием указанных эмульгаторов, строилась зависимость эффективной вязкости от числа оборотов. Откуда находилось значение вязкости при 300 об/мин (таблица 3.8) [41].

Большее значение эффективной вязкости свидетельствует о лучшей газодерживающей способности состава, а также о снижении риска его проникновения в ПЗП. Это связано с тем, что с ростом эффективной вязкости наблюдается повышение структурной прочности эмульсии [41, 87, 302].

Таким образом, на основе проведенных исследований термостабильности эмульсионных составов при пластовой температуре, а также реологических исследований были выбраны 3 эмульгатора: Э-14 (ЯЛАН-Э2), Э-15 и Э-23.

Таблица 3.8 – Сводная таблица комплексного исследования эмульсионных составов

Шифр эмульгатора	Межфазное натяжение, мН/м			Термостабильность в течение 6 сут.	Вязкость при 300 об/мин, мПа·с
	Концентрация эмульгатора, % мас.				
	0,05	0,1	0,5	37 °С	20 °С
Э-09	11,9	7	0,74	Не стабилен	-
Э-11	11,4	7,24	0,85	Стабилен	173
Э-14 (ЯЛАН-Э2)	13,1	7,97	0,61	Стабилен	250
Э-15	10,9	5,63	0,77	Стабилен	283
Э-18	8,7	4,75	0,48	Стабилен	234
Э-23	9,29	7,38	0,65	Стабилен	258

1.4. Определение зависимости межфазного натяжения на границе раздела фаз от концентрации эмульгатора в нефти

По трем наиболее эффективным эмульгаторам (Э-14 (ЯЛАН-Э2), Э-15 и Э-23) определялась зависимость межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция плотностью 1140 кг/м³» в большем диапазоне концентрации эмульгатора: 0,05; 0,1; 0,5; 1; 2; 3; 5 % мас. Исходя из результатов данных исследований, определялась оптимальная концентрация эмульгатора в эмульсии (таблица 3.9) [41].

Таблица 3.9 – Результаты измерения межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция» в зависимости от концентраций эмульгатора в нефти

Шифр эмульгатора	Межфазное натяжение, мН/м							Плотность нефти, кг/м ³	Плотность CaCl ₂ , кг/м ³
	Концентрация эмульгатора, % мас.								
	0,05	0,1	0,5	1	2	3	5		
Нефть	28,60							844	1140
Э-14 (ЯЛАН-Э2)	13,1	7,97	0,61	0,19	0,21	0,22	0,22		
Э-15	10,9	5,63	0,77	0,20	0,26	0,25	0,27		
Э-23	9,29	7,38	0,65	0,21	0,28	0,27	0,28		

Полученные результаты показали, что оптимальная концентрация эмульгаторов Э-14 (ЯЛАН-Э2), Э-15 и Э-23 составила 1 % мас. При этом у исследуемых эмульгаторов межфазное натяжение сначала снижается до минимального значения – ККМ, а затем при дальнейшем увеличении концентрации эмульгатора, наблюдается рост межфазного натяжения. Это объясняется формированием мицелл смешанного типа, при котором один компонент поверхностно-активного вещества (более сильный) вытесняет второй компонент из образовавшихся смешанных мицелл, в этой связи происходит рост межфазного натяжения в зоне, которая расположена справа от ККМ [41].

2. Подбор оптимального соотношения исходных компонентов (нефть, водная фаза, эмульгатор)

Подбор оптимального соотношения исходных компонентов осуществлялся следующим образом. По трем отобраным маркам эмульгатора выбиралось три концентрации: 0,5; 1; 1,5 % мас. ($\pm 0,5$ % от оптимальной концентрации, выбранной ранее). Выбиралось следующее соотношение водной и УВ фаз в эмульсии: 70/30, 80/20 и 90/10 % мас. Таким образом, готовилось 27 эмульсионных составов (3 эмульгатора \times 3 концентрации эмульгатора \times 3 соотношения водной и УВ фаз). По всем приготовленным составам определялась термостабильность и агрегативная устойчивость [41].

Результаты исследования на термостабильность показаны на рисунке 3.40. Ячейки окрашены в соответствии с цветовой шкалой, представленной справа (0 мл – минимальный объем выделения нефти, 14 мл – максимальный объем выделения нефти). Цифры в ячейках – объем выделившейся УВ фазы (мл) в эмульсионном растворе спустя 6 суток исследования на термостабильность [41].

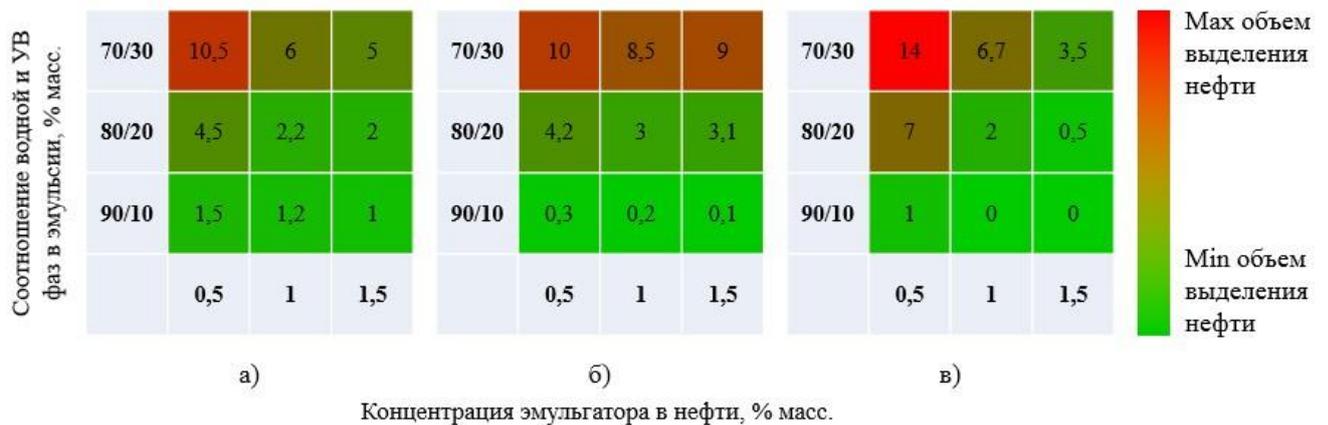


Рисунок 3.40 – Термостабильность эмульсионного состава с различными эмульгаторами при 37°C через 6 суток: а) Э-14 (ЯЛАН-Э2); б) Э-15; в) Э-23

По результатам проведенных испытаний на термостабильность при 37 °С для каждого эмульгатора (Э-14 (ЯЛАН-Э2), Э-15 и Э-23) была определена оптимальная концентрация и соотношение водной и УВ фаз: для всех трех типов эмульгатора выбрана концентрация 1,5 % мас. При концентрации 0,5 % мас. все эмульсии показали меньшую стабильность. При концентрации 1 и 1,5 % мас. результаты термостабильности эмульсий отличаются незначительно. Концентрация 1,5 % мас. выбрана с учетом запаса непредвиденных факторов – содержание в нефти деэмульгатора, повышение температуры, промышленные условия приготовления эмульсии и т.д. При соотношении водной и УВ фаз 80/20 и 90/10 % мас. все эмульсионные составы являются стабильными, варьирование соотношения фаз в этих пределах может быть использовано в качестве регулировки вязкости эмульсионного состава от менее вязкого (80/20 % мас.) до более вязкого (90/10 % мас.) [41].

3. Определение основных технологических параметров разработанных эмульсионных составов

На основании проведенных ранее исследований, при использовании 3-х типов эмульгаторов (Э-14 (ЯЛАН-Э2), Э-15 и Э-23) концентрацией 1,5 % мас. и соотношением водной/УВ фаз 80/20 % мас., готовились эмульсии с плотностью 1080 кг/м³ (использовался водный раствор CaCl₂ с плотностью 1140 кг/м³), по которым осуществлялось определение представленных ниже параметров [41].

3.1. Оценка смешиваемости эмульсионных составов с нефтью, пластовой водой и водным раствором хлорида калия

Исследования проводились путем смешивания исследуемых эмульсионных составов с нефтью (в соотношении 1:1, 1:9, 9:1), пластовой водой и водным раствором хлорида калия, используемая при глушении технологическая жидкость в соотношении 1:1. Проба полученного образца перемешивалась путем десятикратного переворачивания емкости и оценивалась визуально. Затем полученная проба помещалась в термошкаф с установленной пластовой

температурой (37°C) и выдерживалась в течение 6 суток. Состояние пробы оценивалось визуально с фиксацией (фотосъемка) сразу после приготовления и через каждые 24 часа. По результатам проведенных исследований все составы оказались не смешиваемыми с пластовой водой и водным раствором KCl, все исследуемые эмульсионные составы при контакте с нефтью не разрушаются [41].

3.2. Определение температуры застывания эмульсионных составов

Результаты определения температуры застывания для трех образцов эмульсионных составов с Э-14 (ЯЛАН-Э2), Э-15 и Э-23 представлены в таблице 3.10.

По результатам исследований было установлено, что самой высокой температурой застывания обладает состав Э-23 (-4 °С), а самой низкой – Э-14 (ЯЛАН-Э2) (-14 °С).

В зимний период рекомендуется осуществлять подогрев эмульсионных составов в процессе их приготовления и закачки в скважину.

Таблица 3.10 – Результаты определения температуры застывания эмульсионных составов, приготовленных с использованием Э-14 (ЯЛАН-Э2), Э-15 и Э-23

Шифр эмульгатора	Температура застывания, °С
Э-14 (ЯЛАН-Э2)	Стабилен
Э-15	Стабилен
Э-23	Стабилен

3.3. Исследование реологических свойств эмульсионных составов

Методика проведения реологических исследований эмульсионных составов состояла из следующих этапов [41]:

- 1) Построение исходной реологической кривой составов (при 20 °С).
- 2) Определение статического напряжения сдвига (СНС) (при 20 и 37 °С).

Порядок проведения измерения СНС эмульсионных составов был следующий:

- на вискозиметре устанавливался режим «постоянная скорость сдвига»;
- в цилиндр заливалась исследуемая жидкость (45 мл);
- устанавливалось число оборотов цилиндра 200 об/мин, после чего состав перемешивался при заданной скорости в течение 10 с, затем прибор отключался;
- после 1 и 10 мин покоя эмульсии фиксировалось максимальное показание прибора, предшествующее разрушению структуры состава при скорости вращения цилиндра $D = 3$ об/мин.

Результаты исследований представлены на рисунке 3.41 и в таблице 3.11.

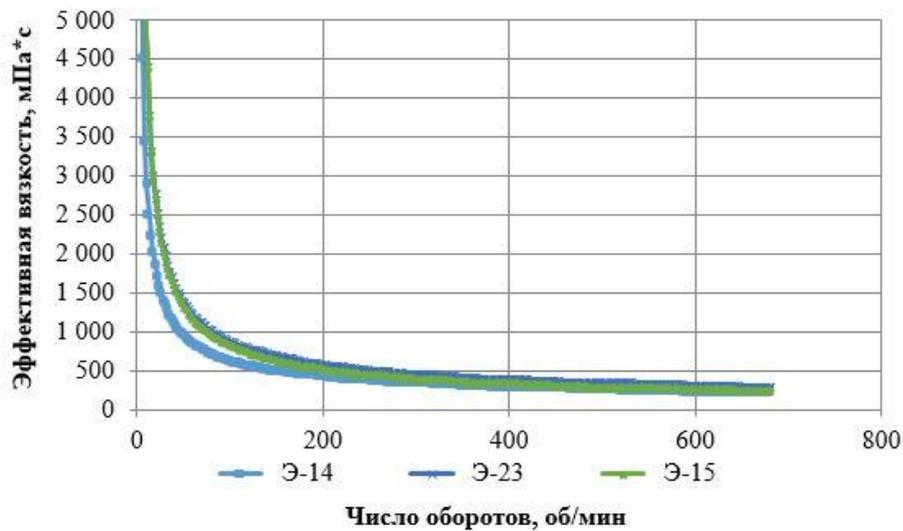


Рисунок 3.41 – Зависимость эффективной вязкости эмульсионных составов от числа оборотов

Таблица 3.11 – Результаты определения СНС и эффективной вязкости эмульсионных составов

Шифр эмульгатора	СНС (D=3 об/мин), Па, 20 °С		СНС (D=3 об/мин), Па, 37 °С		Вязкость при 300 об/мин, мПа·с 20 °С
	через 1 мин	через 10 мин	через 1 мин	через 10 мин	
Э-14 (ЯЛАН-Э2)	15,2	15,6	13,4	13,6	337
Э-15	21,6	21,8	19,6	19,2	394
Э-23	16,6	16,7	15,9	16,1	450

Чем выше СНС, тем больший градиент давления эмульсия способна выдерживать, не разрушившись. Это свидетельствует о меньшей вероятности поглощения состава в ПЗП, особенно при глушении скважин, градиенты пластовых давлений которых значительно ниже потенциальных возможностей ЖГС с точки зрения обеспечения требуемой репрессии на пласт. В случае нормальных или повышенных пластовых давлений большая величина СНС снижает вероятность ГНВП. Такие же выводы справедливы при увеличении эффективной вязкости эмульсии, поскольку при этом повышается ее структурная прочность. Причем большее значение эффективной вязкости свидетельствует о лучшей газодерживающей способности состава [41, 302].

Таким образом, комплексный анализ результатов физико-химических исследований эмульсионных растворов позволил выделить и рекомендовать для условий НГКМ следующие эмульгаторы: Э-14 (ЯЛАН-Э2), Э-15 и Э-23 (таблица 3.12).

Таблица 3.12 – Расшифровка эмульгаторов, рекомендуемых для приготовления эмульсионных составов

Шифр эмульгатора	Наименование эмульгатора	Наименование производителя
Э-14	ЯЛАН-Э2 (марка А)	ООО «Синтез-ТНП»
Э-15	Сонэкс М	ЗАО «ОЗ Нефтехим»
Э-23	Эксимол	ООО «Синергия технологий»

С целью исследования влияния разработанной обратной водонефтяной эмульсии на фильтрационные характеристики карбонатного трещинного коллектора были проведены исследования в условиях НГКМ согласно методике, описанной в разделе 3.1.6.

При проведении фильтрационных исследований для условий карбонатного коллектора НГКМ использовалась следующая рецептура ОВНЭ:

1. Эмульгатор «ЯЛАН-Э2 (марка А)» (1 % мас.).
2. Товарная нефть НГКМ (19 % об.).
3. Водный раствор хлористого кальция плотностью $1,318 \text{ г/см}^3$ (80 % об.).

Исследования проводились на моделях трещин естественного карбонатного коллектора раскрытостью 0,1, 0,5, 1 и 1,5 мм. В результате литературного обзора было установлено, что в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазонасной провинции (на территории которой расположено НГКМ) ширина трещин не превышает в среднем 1,5 мм [64]. При этом в качестве нижнего значения имитировалась минимально-возможная (с технической точки зрения) раскрытость трещины, равная 0,1 мм [169].

В качестве модели нефти использовался керосин, вязкость которого сопоставима со значением вязкости нефти НГКМ в пластовых условиях. Перепад давления при моделировании процесса воздействия ОВНЭ на ПЗП составлял 1 МПа. Результаты исследований представлены в таблицах 3.13 – 3.20 и на рисунках 3.42 – 3.45.

Таблица 3.13 – Исходные параметры образца керна и технологических жидкостей при моделировании процесса глушения добывающей скважины с использованием ОВНЭ (трещина раскрытостью 0,1 мм)

Длина, см	Диаметр, см	Жидкость насыщения керна	Вязкость керосина, мПа·с	Раскрытость трещины, мм	Вид блокирующего состава
6,45	3	керосин	0,8	0,1	ОВНЭ

Таблица 3.14 – Результаты фильтрационных исследований при моделировании процесса глушения добывающей скважины с использованием ОВНЭ (трещина раскрытостью 0,1 мм) (фильтрация ОВНЭ при постоянном $\Delta P=1$ МПа)

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки керосина	МПа/м	3,59	5,28
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки ОВНЭ	МПа/м	5,49	
Количество проникшего в трещину блокирующего состава	см ³	0,3	
Коэффициент относительного изменения проницаемости	%	-32	

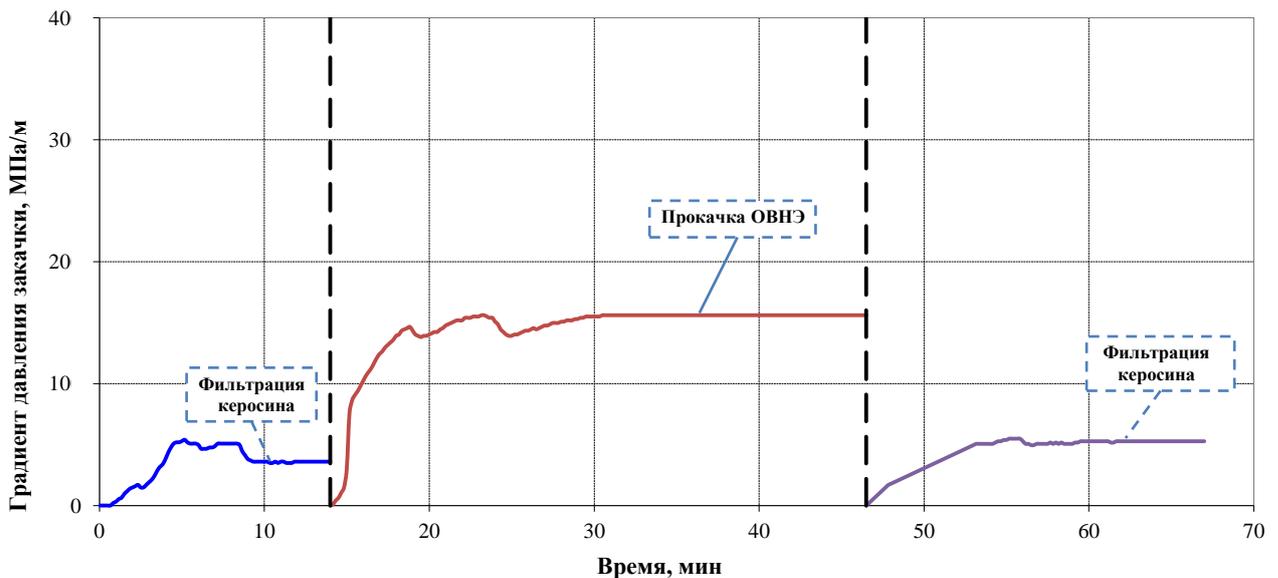


Рисунок 3.42 – Зависимость градиентов давления закачки керосина и ОВНЭ от времени при моделировании процесса глушения скважины с карбонатным коллектором (фильтрация ОВНЭ при постоянном $\Delta P=1$ МПа через трещину раскрытостью 0,1 мм)

Таблица 3.15 – Исходные параметры образца керна и технологических жидкостей при моделировании процесса глушения добывающей скважины с использованием ОВНЭ (трещина раскрытостью 0,5 мм)

Длина, см	Диаметр, см	Жидкость насыщения керна	Вязкость керосина, мПа·с	Раскрытость трещины, мм	Вид блокирующего состава
6,45	3	керосин	0,8	0,5	ОВНЭ

Таблица 3.16 – Результаты фильтрационных исследований при моделировании процесса глушения добывающей скважины с использованием ОВНЭ (фильтрация ОВНЭ при постоянном $\Delta P=1$ МПа)

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки керосина	МПа/м	0,84	12,7
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки ОВНЭ	МПа/м	20,9	
Количество проникшего в трещину блокирующего состава	см ³	14	
Коэффициент относительного изменения проницаемости	%	-93	

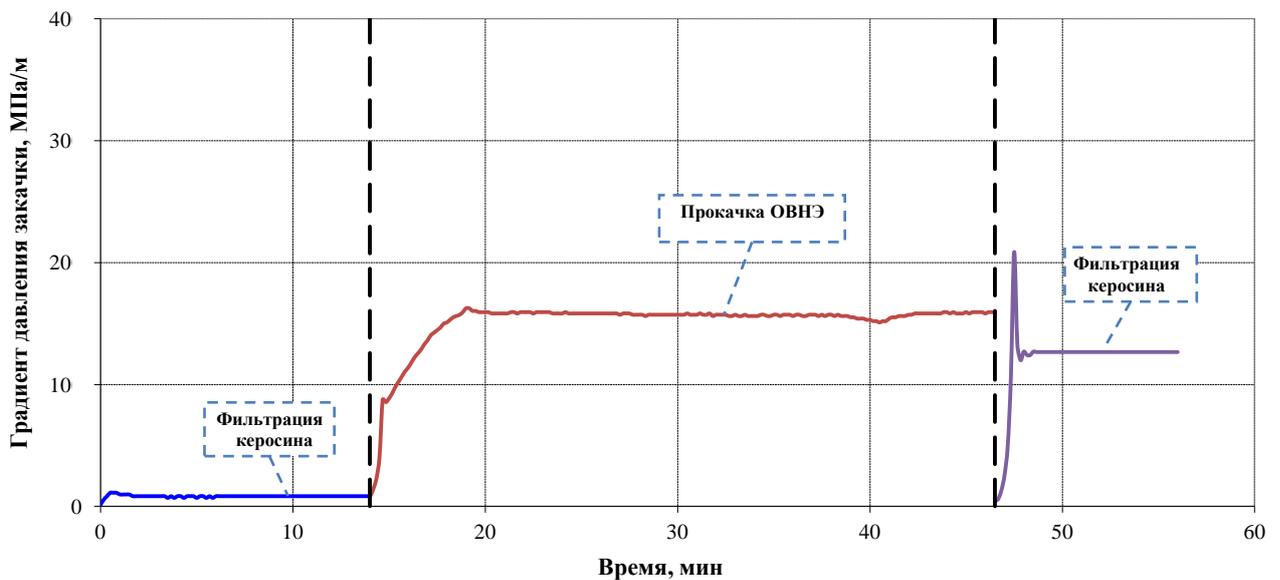


Рисунок 3.43 – Зависимость градиентов давления закачки керосина и ОВНЭ от времени при моделировании процесса глушения скважины с карбонатным коллектором (фильтрация ОВНЭ при постоянном $\Delta P=1$ МПа, трещина раскрытостью 0,5 мм)

Таблица 3.17 – Исходные параметры образца керна и технологических жидкостей при моделировании процесса глушения добывающей скважины с использованием ОВНЭ (трещина раскрытостью 1 мм)

Длина, см	Диаметр, см	Жидкость насыщения керна	Вязкость керосина, мПа·с	Раскрытость трещины, мм	Вид блокирующего состава
6,45	3	керосин	0,8	1	ОВНЭ

Таблица 3.18 – Результаты фильтрационных исследований при моделировании процесса глушения добывающей скважины с использованием ОВНЭ (фильтрация ОВНЭ при постоянном $\Delta P=1$ МПа)

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки керосина	МПа/м	0,106	0,110
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки ОВНЭ	МПа/м	0,13	
Количество проникшего в трещину блокирующего состава	см ³	300	
Коэффициент относительного изменения проницаемости	%	-4	

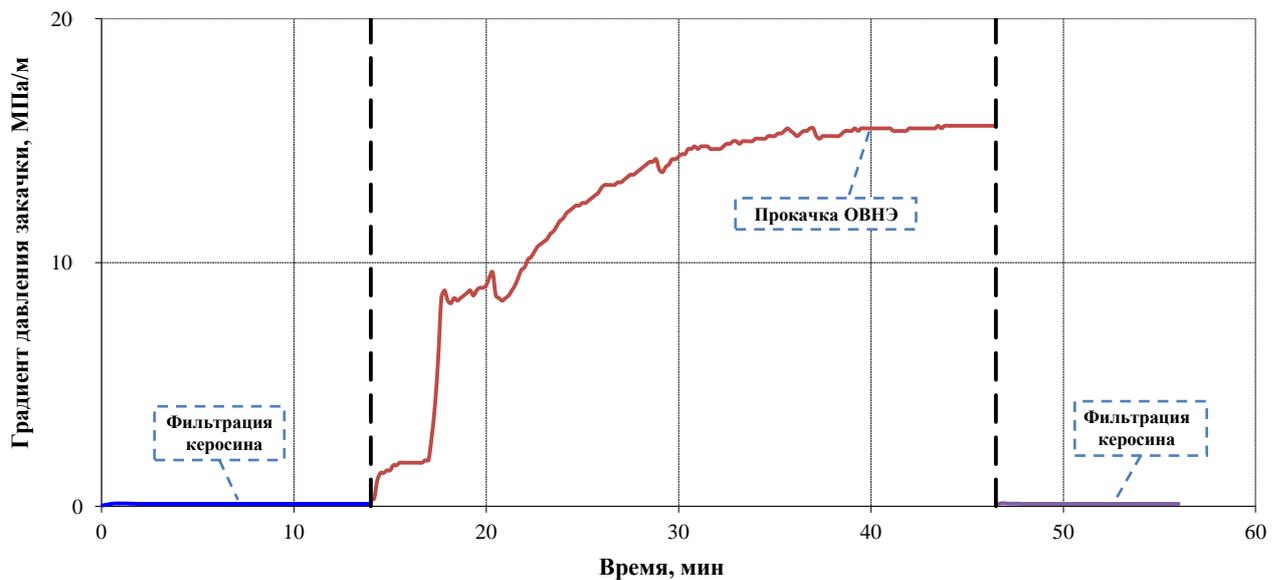


Рисунок 3.44 – Зависимость градиентов давления закачки керосина и ОВНЭ от времени при моделировании процесса глушения скважины с карбонатным коллектором (фильтрация ОВНЭ при постоянном $\Delta P=1$ МПа, трещина раскрытостью 1 мм)

Таблица 3.19 – Исходные параметры образца керна и технологических жидкостей при моделировании процесса глушения добывающей скважины с использованием ОВНЭ (трещина раскрытостью 1,5 мм)

Длина, см	Диаметр, см	Жидкость насыщения керна	Вязкость керосина, мПа·с	Раскрытость трещины, мм	Вид блокирующего состава
6,45	3	керосин	0,8	1,5	ОВНЭ

Таблица 3.20 – Результаты фильтрационных исследований при моделировании процесса перекрытия продуктивного интервала призабойной зоны добывающей скважины при глушении (фильтрация ОВНЭ при постоянном $\Delta P=1$ МПа)

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки керосина	МПа/м	0,086	0,086
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки ОВНЭ	МПа/м	0,10	
Количество проникшего в трещину блокирующего состава	см ³	300	
Коэффициент относительного изменения проницаемости	%	0	

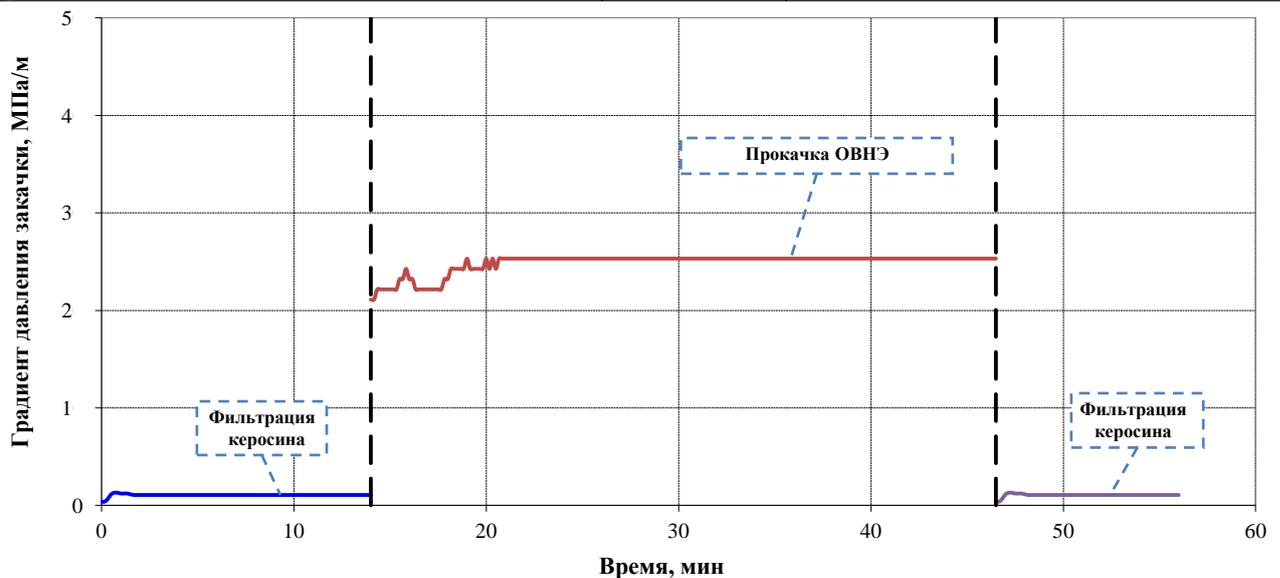


Рисунок 3.45 – Зависимость градиентов давления закачки керосина и ОВНЭ от времени при моделировании процесса перекрытия продуктивного интервала призабойной зоны пласта (фильтрация ОВНЭ при постоянном $\Delta P=1$ МПа, трещина раскрытостью 1,5 мм)

С целью изучения влияния разработанного состава блокирующей ОВНЭ на ФЕС трещинного коллектора в условиях АНПД (0,8 от гидростатического) были проведены исследования при повышенной репрессии (фильтрация ОВНЭ в керн при постоянном $\Delta P=4$ МПа) на карбонатном керне с трещиной раскрытостью 0,1 мм. Результаты исследований представлены в таблицах 3.21 – 3.22 и на рисунке 3.46.

Таблица 3.21 – Исходные параметры образца керна и технологических жидкостей при моделировании процесса глушения добывающей скважины с использованием ОВНЭ (трещина раскрытостью 0,1 мм)

Длина, см	Диаметр, см	Жидкость насыщения керна	Вязкость керосина, мПа·с	Раскрытость трещины, мм	Вид блокирующего состава
6,45	3	керосин	0,8	0,1	ОВНЭ

Таблица 3.22 – Результаты фильтрационных исследований при моделировании процесса перекрытия продуктивного интервала призабойной зоны добывающей скважины при глушении (фильтрация ОВНЭ при постоянном $\Delta P=4$ МПа)

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки керосина	МПа/м	3,43	8,71
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки ОВНЭ	МПа/м	70,0	
Количество проникшего в трещину блокирующего состава	см ³	8	
Коэффициент относительного изменения проницаемости	%	-61	

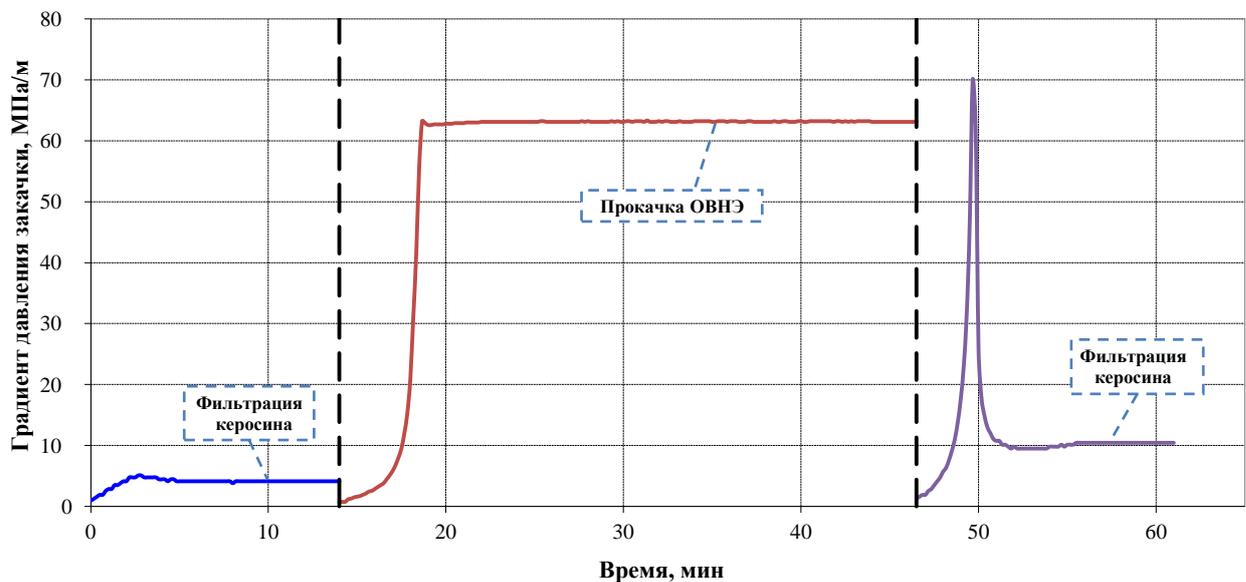


Рисунок 3.46 – Зависимость градиентов давления закачки керосина и ОВНЭ от времени при моделировании процесса перекрытия продуктивного интервала призабойной зоны пласта (фильтрация ОВНЭ при постоянном $\Delta P=4$ МПа, трещина раскрытостью 0,1 мм)

Итоговые результаты проведенных фильтрационных исследований сведены в таблицу 3.23. Анализ показал, что чем больше блокирующего состава проникает в трещину, тем хуже восстанавливается ее проницаемость. При этом, проницаемость трещин раскрытостью более 1 мм восстанавливается практически полностью. Таким образом, для условий трещинного

карбонатного коллектора рекомендуется применять блокирующие составы с минимальной степенью их фильтрации в ПЗП. Логично предположить, что в данном случае целесообразно дополнительно вводить в блокирующий состав кольматирующий наполнитель, либо применять системы с максимально высокой вязкостью.

Таблица 3.23 – Итоговые результаты фильтрационных исследований при моделировании процесса перекрытия продуктивного интервала призабойной зоны добывающей скважины при глушении (фильтрация ОВНЭ при постоянном $\Delta P=4$ МПа)

Ширина (раскрытость) трещины, мм	ΔP , МПа	Коэффициент относительного изменения проницаемости трещинного керна, %	Максим. градиент давления прорыва керосина при имитации процесса «освоения скважины», МПа/м	Объем ОВНЭ, профильтровавшейся в трещину, см ³
0,1	1	-32	5,49	0,3
	4	-61	70	8
0,5	1	-93	20,9	14
1	1	-4	0,13	300
1,5	1	0	0,1	300

Таким образом, для условий терригенных коллекторов с АНПД и низкой обводненностью (до 60%) в качестве блокирующего состава рекомендуется следующая рецептура компонентного состава ОВНЭ, мас. %:

- эмульгатор «ЯЛАН-Э2» – 1-2;
- углеводородная жидкость (дисперсионная среда) – 19-28;
- водный раствор хлористого кальция (дисперсная фаза) – остальное.

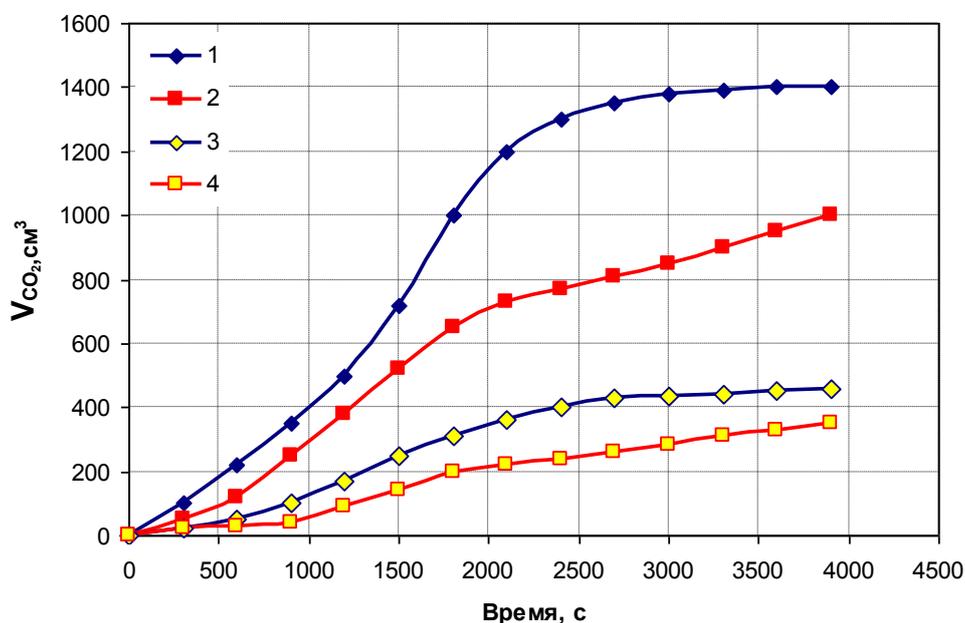
При использовании в качестве дисперсной (водной) фазы водного раствора соляной кислоты возможно приготовление обратной кислотонефтяной эмульсии (ОКНЭ), которую можно использовать с целью совмещения операции глушения скважины в условиях карбонатного коллектора с воздействием на ПЗП с целью интенсификации притока. Идея применения технологической жидкости, обладающей одновременно свойствами задавочной и интенсифицирующей приток, не нашла широкого применения, однако, встречается в ряде исследовательских работ и имеет перспективы развития в условиях вступления большинства месторождений России в позднюю стадию разработки [102, 103, 184, 265].

Результаты исследований, представленные в работах [155, 156, 157, 158, 161, 162, 170], свидетельствуют о способности реагента ЯЛАН-Э2 эмульгировать не только водные солевые растворы, но кислоты. Таким образом, использование данного ПАВ возможно в качестве реагента-эмульгатора как в технологиях сохранения, так и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП с терригенными (применение ОВНЭ) и карбонатными (применение ОКНЭ) коллекторами [162]. Оптимальная концентрация реагента-эмульгатора в ОКНЭ составляет также

1 % мас. В данном случае эмульсионный состав стабилен в течение 24 часов. Этого достаточно для проведения операций по его закачке и продавливанию в пласт.

Исследования коррозионной активности разработанных составов ОВНЭ и ОКНЭ показали их высокие защитные свойства по отношению к металлам в сравнении с традиционно применяемыми технологическими жидкостями на водной основе. Данные эмульсионные составы обладают меньшей скоростью коррозии в сравнении с водными растворами CaCl_2 и HCl (ОВНЭ в 3 раза и ОКНЭ в 30 раз). Подобный эффект объясняется тем, что дисперсионной средой этих составов является углеводородная жидкость (нефть), которая, соприкасаясь с металлической поверхностью, снижает степень взаимодействия дисперсной фазы эмульсии (водного раствора CaCl_2 или HCl) с металлом. Защитное действие составов при этом усиливается за счет присутствия в них ПАВ, реагента-эмульгатора ЯЛАН-Э2 [162].

Влияние состава ОКНЭ, стабилизированного реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2, на пористую среду породы-коллектора оценивалось по результатам фильтрационных исследований при его взаимодействии с насыпной моделью карбонатной породы. Результаты исследований показали, что разработанный состав в сравнении с традиционно используемым водным раствором HCl способствует замедлению скоростей взаимодействия его дисперсной фазы (водный раствор HCl) с углеводородо- и водонасыщенными образцами пород-коллекторов в 2-3 раза (рисунок 3.47) [162].



1, 2 – 20 %-ый водный раствор HCl при взаимодействии с водо- и углеводородонасыщенной пористой средой; 3, 4 – ОКНЭ (эмульгатор – 1 % об., ДТ – 49 % об., 20 %-ый водный раствор HCl – 50 % об.) при взаимодействии с водо- и углеводородонасыщенной пористой средой.

Рисунок 3.47 – Динамика изменения объема выделившегося CO_2 при взаимодействии кислотного состава с моделью карбонатной породы [162]

Необходимо также отметить выравнивание скоростей взаимодействия ОКНЭ с карбонатной породой при ее насыщении как водной, так и углеводородной фазой. Отмеченные свойства состава ОКНЭ объясняются его способностью оказывать гидрофобизирующее воздействие на породу-коллектор углеводородной дисперсионной средой с растворенным в ней реагентом-эмульгатором. Таким образом, применение ОКНЭ в качестве интенсифицирующей технологической жидкости позволит увеличить глубину обработки ПЗП активной кислотой, обеспечивая равномерное проникновение эмульсионного состава в продуктивный коллектор [162].

Таким образом, с целью повышения эффективности эксплуатации добывающих скважин рекомендованы новые составы технологических жидкостей для направленного регулирования фильтрационных характеристик ПЗП при подземном ремонте. Разработанные составы обладают гидрофобизирующими свойствами, что выгодно отличает их от традиционно используемых систем на водной основе. Реализация технологий направленного регулирования фильтрационных характеристик ПЗП за счет применения разработанных гидрофобизирующих составов жидкостей глушения и стимуляции скважин путем их использования перед подземным ремонтом позволит повысить эффективность эксплуатации скважин, что в итоге обеспечит наиболее полное извлечение нефти из недр [162].

3.2.3 Разработка блокирующего полимерного состава

Результаты исследований, представленные в работах [42, 43, 347], показали перспективы применения при глушении скважин блокирующих полимерных составов в сочетании с каркасообразующими компонентами.

В связи с этим с целью повышения эффективности глушения нефтяных скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных пород-коллекторов, АНПД и высокого газового фактора, были проведены лабораторные исследования по разработке полимерной ЖГС, обладающей повышенными блокирующими и газодерживающими свойствами в сравнении с эмульсионной технологической жидкостью.

При разработке блокирующего полимерного состава особое внимание уделялось следующим его технологическим свойствам:

- регулируемое время гелеобразования (начало процесса интенсивного гелеобразования должно происходить в момент попадания состава в интервал перфорации или зону открытого ствола скважины);
- длительная и высокая термостабильность;
- регулируемая в широких пределах вязкость;
- высокие газоблокирующие свойства;

- технологичность в приготовлении.

В результате проведенного комплекса лабораторных исследований (по методикам, описанным в разделе 3.1) в лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Горного университета был разработан и запатентован блокирующий полимерный состав (Приложение М, рисунок 3.48), включающий (мас. %) [44, 224]:

- природный полисахарид (ксантановая камедь) – от 0,5 до 1,2;
- сшивающий агент (ацетат хрома) – от 0,15 до 0,2;
- регулятор сшивки (2-Меркаптоэтанол) – от 0,06 до 0,13;
- вода – остальное.



Рисунок 3.48 – Компоненты блокирующего полимерного состава (БПС): *а)* – природный полисахарид (ксантановая камедь); *б)* – сшивающий агент (ацетат хрома); *в)* – регулятор сшивки (2-Меркаптоэтанол); *г)* – внешний вид БПС

Разработанный БПС представляет собой сшитую полимерную систему, структурированную ацетатом хрома. Основой блокирующего биополимерного состава является водорастворимый органический полимер, предназначенный для снижения его фильтруемости и повышения вязкости в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и условий залегания продуктивных пластов. В качестве водорастворимого органического полимера используется ксантановая камедь, выпускаемая, например, согласно ГОСТ 33333-2015. Наиболее рациональное содержание природного полисахарида в БПС составляет от 0,5 до 1,2 мас.%, в таком случае может образовываться сшитый гель. При содержании ксантановой камеди в составе менее 0,5 мас.% не удастся получить необходимую условную вязкость раствора, а при более 1,2 мас.% происходит снижение подвижности состава до критического значения, при котором может быть затруднена его закачка в скважину при глушении [224].

В качестве сшивающего агента (инициатора структурообразования) используется ацетат хрома, представляющий собой твердое кристаллическое вещество, выпускается в виде 50 %-го

водного раствора с плотностью 1300 кг/м³ (ТУ 2499-001-50635131-00). Наиболее рациональное содержание сшивающего агента в составе от 0,15 до 0,2 мас. %, в таком случае обеспечиваются высокие структурно-механические и блокирующие свойства БПС. При содержании ацетата хрома в составе менее 0,15 мас. % не удастся получить однородного сшитого геля, а при более 0,2 мас. % – свойства БПС не изменяются [224].

В качестве регулятора сшивки (времени гелеобразования) используется «2-Меркаптоэтанол» – химическое сераорганическое соединение, производное этиленгликоля и этандитиола (выпускается по ТУ 6-09-08-1024-81). Наиболее рациональное содержание регулятора сшивки «2-Меркаптоэтанол» в БПС составляет от 0,04 до 0,07 мас. %. В таком случае состав обладает достаточным для закачки в скважину временем перед началом сшивки (40-90 мин). При содержании регулятора сшивки в составе менее 0,06 мас. % замедляется скорость гелеобразования БПС, а при более 0,13 мас. % наблюдается интенсивный рост вязкости, формирование геля происходит за очень короткий период времени, что является технологически и экономически нецелесообразным [224].

Приготовление БПС в лабораторных условиях осуществляется следующим образом. В водную фазу порционно засыпается ксантановая камедь при одновременном перемешивании при помощи лабораторной верхнеприводной мешалки с установленной скоростью вращения 500 об/мин. Выжидается время полного растворения полимера в воде. Затем в полученную смесь постепенно вводится ацетат хрома, после чего смесь перемешивается до получения однородной массы при частоте вращения мешалки 500 об/мин. По истечении требуемого времени порциями добавляется регулятор сшивки «2-Меркаптоэтанол», и перемешивание продолжается до момента его полного растворения. При этом скорость вращения мешалки уменьшается до 300 об/мин для предотвращения разрушения связей, образующихся при сшивке полимера [224].

По итогам проведенных лабораторных исследований было установлено, что разработанный блокирующий состав БПС обладает регулируемой в широком диапазоне вязкостью (от 66 до 241 мПа·с до сшивки и от 2330 до 3290 мПа·с после сшивки при скорости сдвига 171 с⁻¹) (рисунок 3.49) и скоростью сшивки в зависимости от компонентного состава (рисунок 3.50).

На основании проведенных лабораторных исследований по подбору концентрации полимера и сшивателя БПС, выявлено, что наиболее приемлемым является применение 0,5-1,0 % мас. полимера и 0,15 % мас. сшивателя. Варьирование содержания полимера в БПС рекомендуется осуществлять с целью регулирования его вязкости от менее (0,5 % мас.) к более вязкой (1,0 % мас.) системы (от 2330 до 3290 мПа·с при 80 °С и скорости сдвига 171 с⁻¹) [44].

На рисунке 3.50 представлены результаты построения зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига блокирующих составов. По результатам данных исследований были

определены значения предельного напряжения сдвига биополимерных составов после их сшивки. Предельное напряжение сдвига (ПНС) является показателем прочности внутренней структуры ТЖ, сформировавшейся за время её покоя. Превышение ПНС позволит разрушить внутреннюю структуру ТЖ и привести её в движение [117]. Таким образом, чем выше ПНС, тем больший градиент давления блокирующий состав способен выдержать, не разрушившись. В случае нормальных или повышенных пластовых давлений рост величины ПНС снижает вероятность ГНВП [87, 302]. Такие же выводы справедливы при увеличении эффективной вязкости жидкости глушения, поскольку при этом повышается её структурная прочность [44].

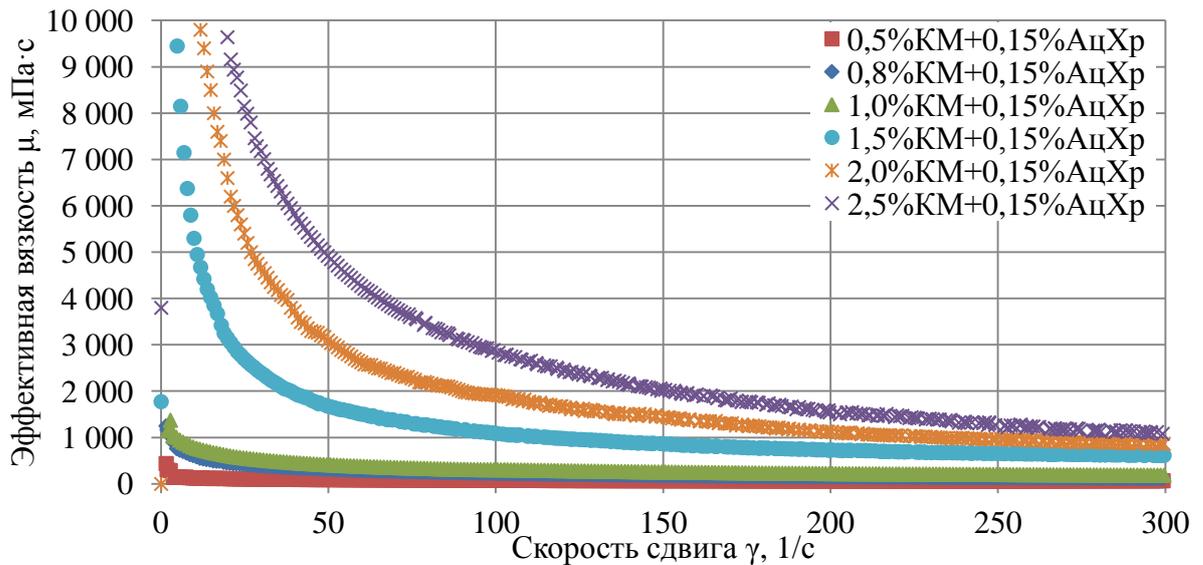


Рисунок 3.49 – Зависимость эффективной вязкости БПС при различном содержании полимера от скорости сдвига при 20 °C [44]

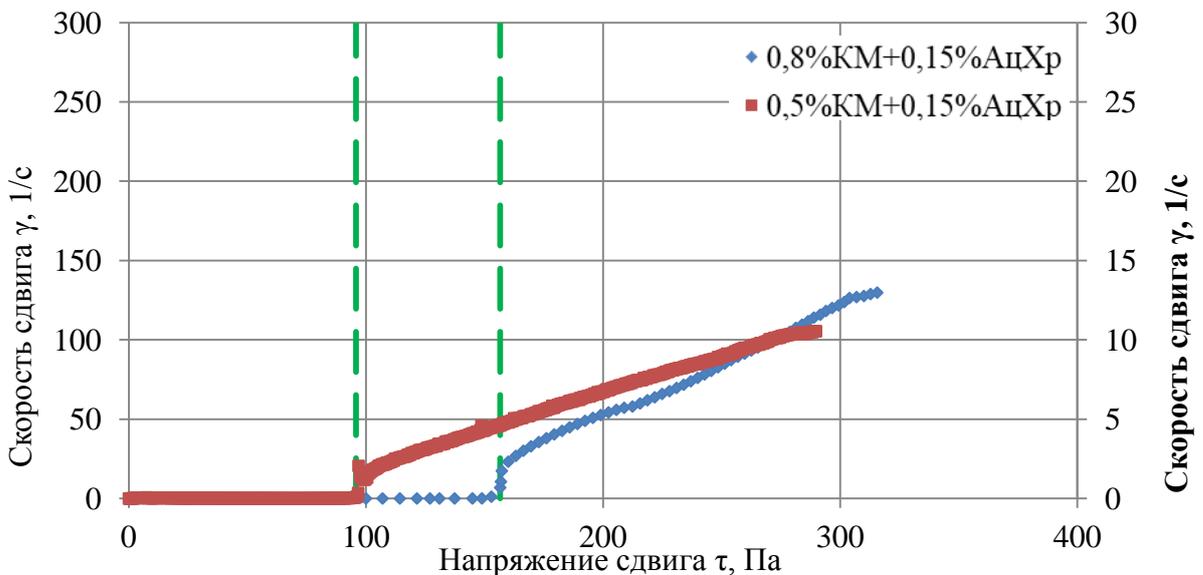


Рисунок 3.50 – Зависимость предельного напряжения сдвига БПС с пониженным содержанием полимера от скорости сдвига при 80 °C [44]

В результате была установлена зависимость времени гелеобразования композиции БПС от концентрации регулятора сшивки (2-Меркаптоэтанол), позволяющего контролировать

интенсивность набора вязкости состава для успешной его доставки в интервал перфорации. Это позволяет регулировать время сшивки блокирующего биополимерного состава в диапазоне от 20 минут до 4 часов (рисунок 3.51) [44].

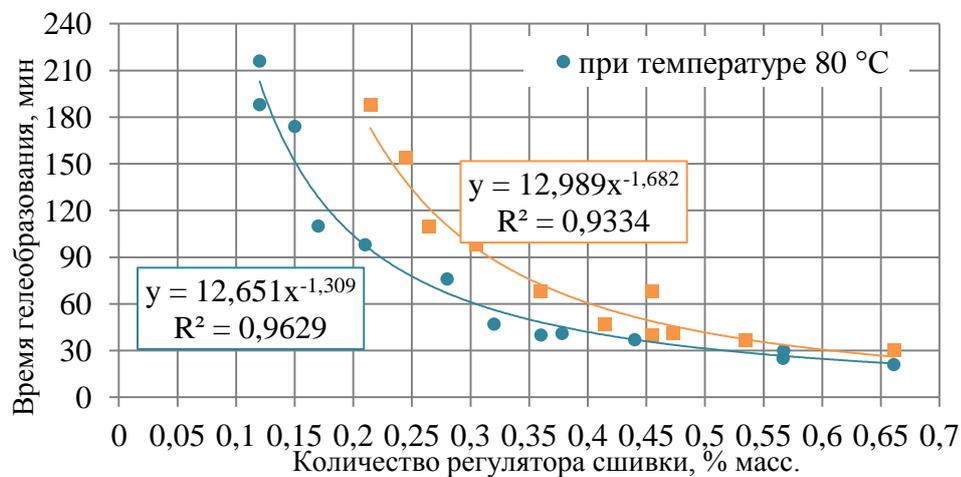


Рисунок 3.51 – Зависимость времени гелеобразования БПС от концентрации регулятора сшивки (2-Меркаптоэтанола) и пластовой температуры (60 °C и 80 °C) [44]

Также было установлено, что БПС стабилен при температурах до 80 °C в течение 10 суток. Данный состав не смешивается с нефтью и пластовой водой, обладает низкой коррозионной активностью (0,117-0,125 мм/год) и способен разрушаться под воздействием 6 %-го водного раствора соляной кислоты [44].

На основании результатов исследований, проведенных с использованием разработанного экспериментального стенда (смотреть рисунок 3.30), Бондаренко А.В. были установлены следующие закономерности, изложенные в работе [44]: «По результатам определения газодерживающей способности полимерных и эмульсионных блокирующих составов при моделировании процесса прорыва газа из ПЗП в скважину установлено, что при увеличении их эффективной вязкости и ПНС наблюдается рост давления прорыва газа. ... для предотвращения образования каналов фильтрации газа в объеме блокирующего состава на этапе его сшивки (выдерживания в стволе скважины на время гелеобразования) необходимо проводить предварительный подбор концентрации регулятора времени гелеобразования для успешной доставки технологической жидкости в интервал установки. ... Установлен механизм формирования разработанным БПС газонепроницаемого экрана, заключающийся в создании в поровом пространстве терригенных пород-коллекторов временного изолирующего слоя, прочность которого зависит от концентрации полимера.»

Таким образом, в ходе лабораторных исследований, проведенных с использованием разработанного стенда по оценке газодерживающей способности ГЖ, а также с учетом расчетов объемного расхода и средней скорости газа (исходя из подобия двух систем «экспериментальный стенд – скважина»), выполненных согласно методике, описанной в разделе 3.1.7, было

установлено, что для надежного блокирования ПЗП в зависимости от величины газового фактора рекомендуется использовать следующие композиции БПС [44]:

- 0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % ЭМ – для газового фактора 150-220 м³/м³;
- 0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % ЭМ – для газового фактора 170-250 м³/м³;
- 1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % ЭМ – для газового фактора 200-300 м³/м³.

По данным лабораторных фильтрационных исследований при моделировании процесса «глушения – освоения» нефтяных скважин с высоким газовым фактором было установлено, что разработанный БПС способствует незначительному снижению (до 10 %) ФЕС терригенных пород-коллекторов за счет образования на входе и в поровом пространстве полимерного слоя, препятствующего дальнейшему проникновению ТЖ в ПЗП [44].

Динамика градиентов давления закачки нефти и ТЖ представлена на рисунках 3.52-3.55.

Итоговые результаты фильтрационных исследований БПС при моделировании глушения и освоения добывающих скважин в условиях терригенных пород-коллекторов представлены в таблице 3.24.

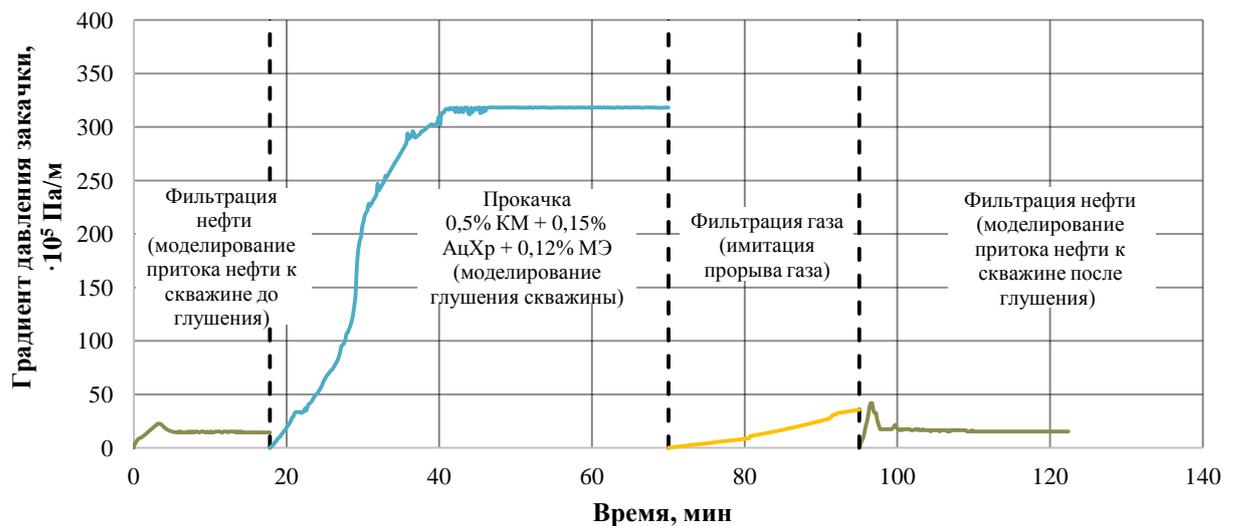


Рисунок 3.52 – Динамика градиента давления закачки нефти и БПС (0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ) при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин [44]

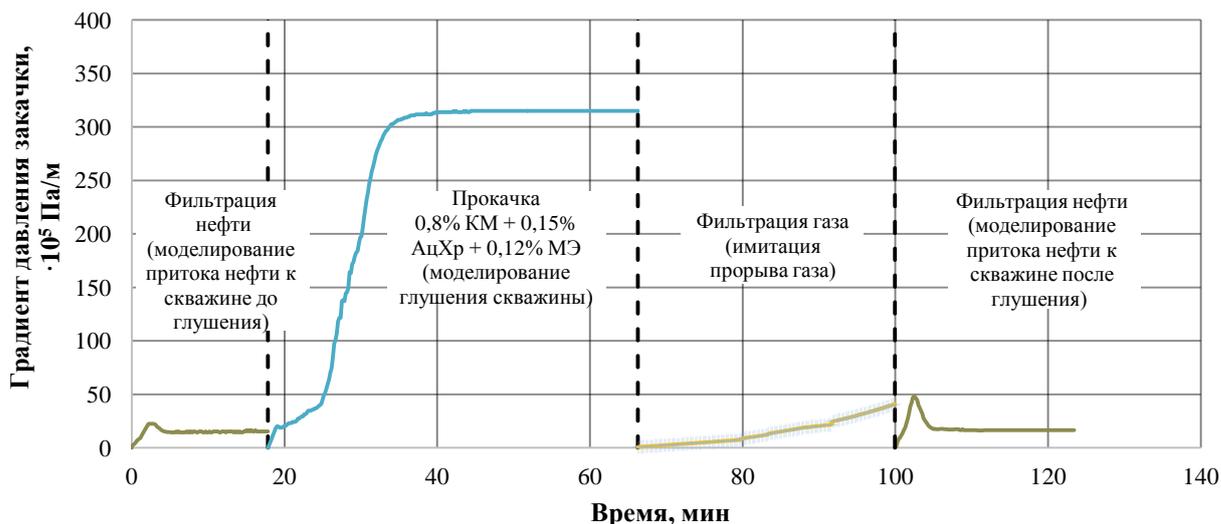


Рисунок 3.53 – Динамика градиента давления закачки нефти и БПС (0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ) при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин [44]

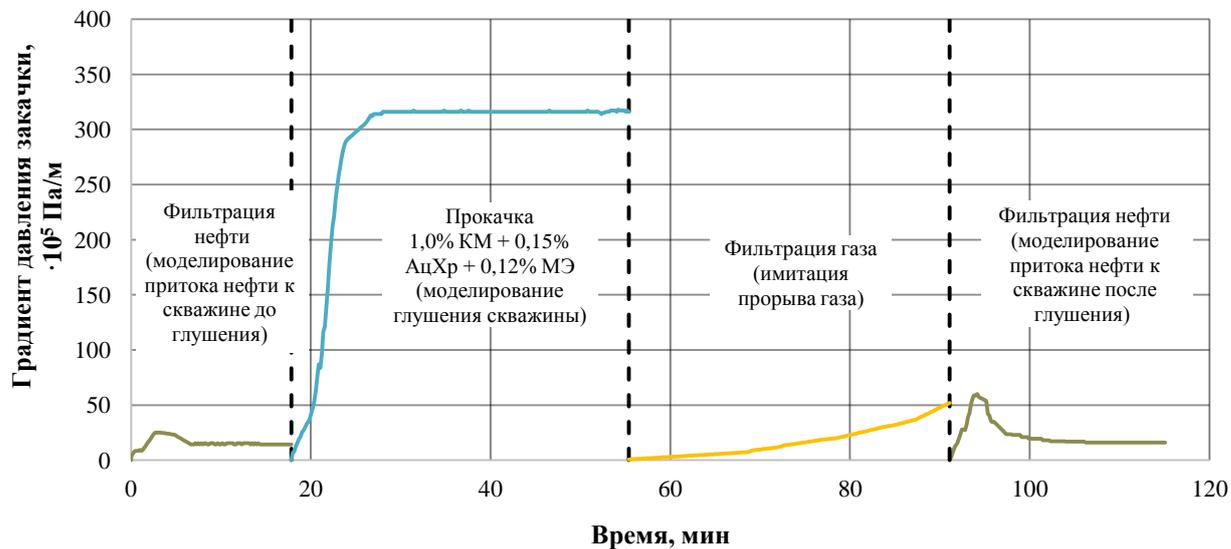


Рисунок 3.54 – Динамика градиента давления закачки нефти и БПС (1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ) при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин [44]

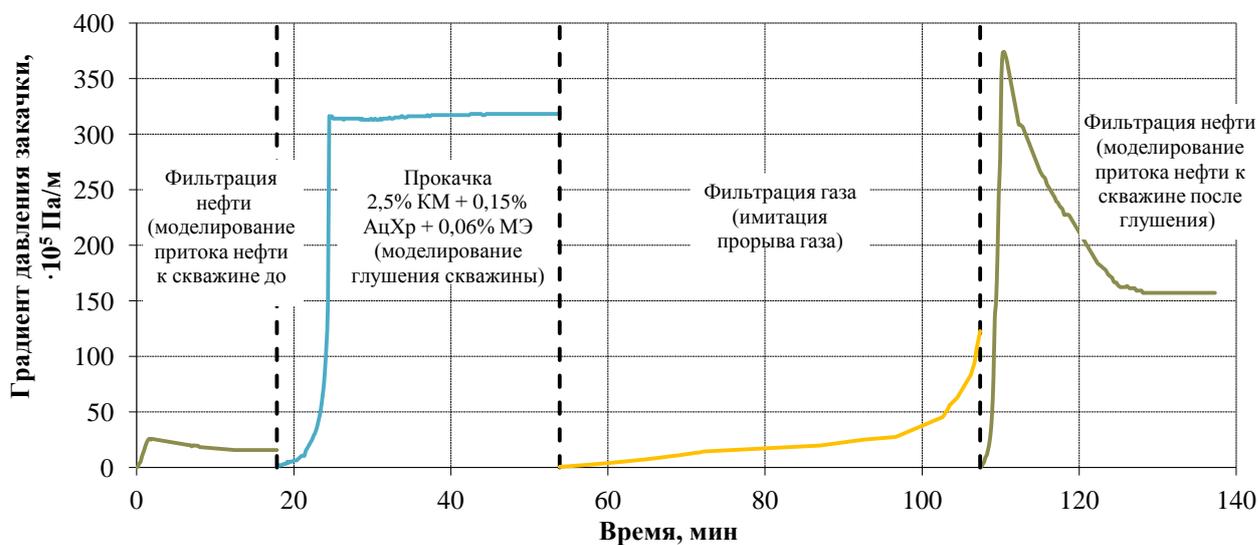


Рисунок 3.55 – Динамика градиента давления закачки нефти и БПС (2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ) при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин [44]

Таблица 3.24 – Результаты фильтрационных исследований БПС в условиях терригенного коллектора [44]

Рецептура блокирующего состава	Коэффициент относительного изменения проницаемости керна, %	Предельный градиент давления прорыва газа, $\cdot 10^5$ Па/м	Максимальный градиент давления фильтрации нефти при моделировании освоения скважины, $\cdot 10^5$ Па/м
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	-6,80	35,6	42,0
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	-6,40	41,0	48,1
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	-10,0	52,0	60,0
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ	-91,1	123	374

В результате было установлено, что наиболее оптимальным содержанием ксантановой камеди в БПС является диапазон 0,5-1,0 % мас. [44].

Таким образом, при заявленном композиционном составе БПС обладает регулируемым временем гелеобразования, позволяющим достигать забоя скважины до момента его полного гелеобразования. БПС термостабилен при 80 °С в течение 10 суток, этого, как правило, достаточно для проведения ремонтных работ на скважине. БПС обладает регулируемыми реологическими свойствами, позволяя предотвращать поглощения ЖГС пластом и предупреждать прорывы газа. Также БПС обладает высокой технологичностью за счет простоты его приготовления в промышленных условиях [44].

3.2.4 Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях карбонатных пород-коллекторов и аномально низкого пластового давления

С целью повышения блокирующих свойств разработанных эмульсионного (ОВНЭ) и полимерного (БПС) блокирующих составов для их применения в условиях карбонатных коллекторов и АНПД в лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Горного университета были проведены лабораторные исследования с использованием наполнителей-кольматантов. Основные результаты проведенных исследований представлены в работах [84, 108, 113, 114, 222, 261, 334]. По результатам проведенных исследований был разработан и запатентован блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор с мраморной крошкой (под условным названием ОВНЭ-МК) (Приложение Л) [222]. Также была оптимизирована рецептура блокирующего полимерного состава (БПС) [224] путем добавления в его состав мраморной крошки с целью применения в условиях нефтяных скважин с высоким газовым фактором и карбонатным типом коллектора.

Анализ научной литературы показал, что блокирующие свойства данных систем могут быть повышены за счет добавления в них различных типов кольматантов. Наиболее технологичным видом кольматанта является карбонат кальция (CaCO_3). Он относится к категории кислоторастворимых кольматантов, в связи с чем при необходимости может быть удален из скважины с помощью солянокислотной обработки.

Программа лабораторных исследований по разработке блокирующих составов с улучшенными свойствами состояла из следующих этапов:

1. Определение основных физико-химических параметров эмульсионного (рисунок 3.56) и полимерного блокирующих составов с наполнителем (мраморной крошкой (МК)):

- плотности;
- термостабильности;
- седиментационной стабильности;
- динамической вязкости;
- скорости коррозии;
- температуры застывания.

2. Исследование блокирующих свойств составов при моделировании трещинного коллектора.

3. Исследование фильтрационных свойств блокирующих составов при моделировании трещинного коллектора.



Рисунок 3.56 – Программа проведения лабораторных исследований по разработке блокирующего эмульсионного состава с наполнителем-кольматантом [114]

Методики проведения вышеуказанных исследований описаны в разделе 3.1.

Целью данных исследований являлась оценка области эффективного применения разработанных блокирующих составов с наполнителем-кольматантом. В частности,

возможность их применения при глушении добывающих скважин в условиях НГКМ с трещинным коллектором, аномально низким пластовым давлением, интенсивными поглощениями и высоким газовым фактором.

Для приготовления эмульсионного блокирующего состава (ОВНЭ) использовались:

- эмульгатор «ЯЛАН-Э2» (объемная доля (концентрация) 2 %);
- товарная нефть НГКМ (объемная доля (концентрация) 18 %);
- водный раствор хлористого кальция плотностью 1318 кг/м³ (объемная доля (концентрация) 80 %).

Приготовленные эмульсионные блокирующие составы можно охарактеризовать как однородная, непрозрачная жидкость светло-коричневого цвета.

При приготовлении блокирующего полимерного состава (БПС) использовались:

- природный полисахарид (массовая доля (концентрация) 1 %);
- сшивающий агент (массовая доля (концентрация) 0,15 %);
- регулятор сшивки (массовая доля (концентрация) 0,12 %);
- вода (остальное).

Внешний вид полимерного состава можно охарактеризовать как однородная, непрозрачная жидкость голубого цвета.

В качестве наполнителя-кольматанта в эмульсионных и полимерных блокирующих составах использовались различные смеси 4-х типов мраморной крошки (мрамора молотого или измельченного), изготовленного по ТУ 5716-001-56390243-2015 (ООО «Шишимский мрамор и К^о», Челябинская обл.): МК-500 (размер частиц до 0,5 мм); МК-200/500 (размер частиц от 0,2 до 0,5 мм); МК-500/1000 (размер частиц от 0,5 до 1 мм); МК-1000/1500 (размер частиц от 1 до 1,5 мм) [169].

При добавлении в эмульсионные и полимерные блокирующие составы мраморной крошкой им присваивалось наименование ОВНЭ-МК и БПС-МК, соответственно.

По данным опыта применения карбоната кальция в качестве кольматанта при бурении и ремонте скважин наиболее распространенным диапазоном его массовой доли (концентрации) в составе блокирующей жидкости является 5-30 % [9, 89, 196]. Данная концентрация наполнителя в блокирующем составе использовалась для сравнения эффективности различных марок кольматантов. После выбора наиболее эффективной марки наполнителя его концентрация в блокирующем составе понижалась до минимально-эффективного значения (с учетом запаса) [169].

В результате обзора было установлено, что в карбонатных коллекторах большинства НГКМ ширина трещин не превышает в среднем 1,5 мм (таблица 3.25) [64]. При этом в качестве

нижнего значения имитировалась минимально возможная (с технической точки зрения) раскрытость трещины, равная 0,1 мм [169].

Таблица 3.25 – Данные по оценке раскрытости трещин, полученные в результате анализа 1110 образцов карбонатного керна одной скважины [64]

Интервал раскрытости трещин, мм	Средняя раскрытость, мм	Число измерений	Частота, %
<0,01	0,01	430	39
0,01-0,03	0,02	80	7
0,03-0,07	0,05	180	16
0,07-0,113	0,1	270	24
0,113-0,117	0,15	10	1
0,117-0,23	0,20	20	2
0,23-0,27	0,25	30	3
0,27-0,33	0,30	60	5
0,33-0,67	0,50	30	3

На первоначальном этапе осуществлялся подбор типа наполнителя-кольматанта. Подбор осуществлялся путем проведения фильтрационных экспериментов на фильтр-прессе FANN по методике, представленной в разделе 3.1.5. В качестве наполнителей-кольматантов использовались: мел, ракушечник, галит, разнофракционная МК. Итоговые результаты исследований блокирующей способности составов (избыточное давление, выдерживаемое блокирующим составом) представлены в таблице 3.26.

Результаты фильтрационных исследований, проведенных с использованием фильтр-пресса, показали, что использование блокирующих составов ОВНЭ и БПС в чистом виде в условиях трещинного коллектора не способствует созданию надежного блокирующего «экрана», способного выдерживать высокие перепады давления. Для повышения блокирующих свойств применяемых на НГКМ составов ОВНЭ и БПС рекомендуется использовать наполнители-кольматанты [169].

Использование в составах ОВНЭ и БПС наполнителей галит, ракушечник и мраморная крошка марок МК-200/500 и МК-500/1000 не придало им надежных блокирующих свойств (даже при высокой массовой концентрации наполнителя) из-за отсутствия мелкодисперсных частиц кольматанта, которые необходимы для блокирования проходов между крупными частицами. При этом применение в составах исключительно мелкодисперсных частиц кольматанта (мела) не придало должного эффекта из-за сопоставимости их размеров с размерами микротрещин карбонатного коллектора, что в итоге может привести к поглощению блокирующего состава пластом и, как следствие, к ухудшению фильтрационных характеристик ПЗП [169].

Таблица 3.26 – Блокирующие свойства эмульсионных и полимерных блокирующих составов в зависимости от степени раскрытости трещин и перепада давления, полученные с использованием фильтр-пресса FANN

Ширина (раскрытость) трещины, мм	Компонентный состав блок-пачек	Перепад давления начала фильтрации блок-пачки сквозь трещину, МПа	Объем блок-пачки, профильтровавшей через трещину, см ³
1. Подбор кольматанта (трещина раскрытостью 0,1 мм)			
0,1	ОВНЭ	< 1	450
	БПС	< 1	450
	ОВНЭ + 30% мела	< 1	450
	ОВНЭ + 30% ракушечника	< 1	300
	ОВНЭ + 30% галита	< 1	310
	ОВНЭ + 30% МК-500	> 8	30
	ОВНЭ + 30% МК-200/500	< 1	280
	ОВНЭ + 30% МК-500/1000	< 1	330
	БПС + 30% мела	1	400
	БПС + 30% ракушечника	< 1	420
	БПС + 30% галита	< 1	410
	БПС + 30% МК-500	> 8	5
	БПС + 30% МК-200/500	2	400
	БПС + 30% МК-500/1000	< 1	420
2. Подбор кольматанта (трещина раскрытостью 0,5 мм)			
0,5	ОВНЭ + 30% МК-500	> 8	6
	ОВНЭ + 30% МК-200/500	< 1	430
	БПС + 30% МК-500	> 8	2
	БПС + 30% МК-200/500	< 1	370
3. Подбор оптимальной концентрации МК-500 (трещина раскрытостью 0,5 мм)			
0,5	ОВНЭ + 10% МК-500	> 8	5
	ОВНЭ + 5% МК-500	> 8	6
	ОВНЭ + 3% МК-500	> 8	50
	ОВНЭ + 1% МК-500	> 5	110
	БПС + 10% МК-500	> 8	2
	БПС + 5% МК-500	> 8	4
	БПС + 3% МК-500	> 8	35
	БПС + 1% МК-500	> 7	420

Продолжение таблицы 3.26

Ширина (раскрытость) трещины, мм	Компонентный состав блок-пачек	Перепад давления начала фильтрации блок-пачки сквозь трещину, МПа	Объем блок-пачки, профильтровав шейся через трещину, см ³
4. Подбор кольматанта и его оптимальной концентрации (трещина раскрытостью 1 мм)			
1	ОВНЭ + 20% МК (10% МК-500 + 10% МК-500/1000)	> 8	45
	ОВНЭ + 10% МК (5% МК-500 + 5% МК-500/1000)	> 6	440
	ОВНЭ + 10% МК (5% МК-500 + 5% МК-1000/1500)	> 8	6
	ОВНЭ + 6% МК (3% МК-500 + 3% МК-1000/1500)	> 8	8
	ОВНЭ + 3% МК (1,5% МК-500 + 1,5% МК-1000/1500)	> 8	200
	БПС + 10% МК (5% МК-500 + 5% МК-1000/1500)	> 8	50
	БПС + 6% МК (3% МК-500 + 3% МК-1000/1500)	> 8	70
	БПС + 3% МК (1,5% МК-500 + 1,5% МК-1000/1500)	> 8	300
5. Подбор кольматанта и его оптимальной концентрации (трещина раскрытостью 1,5 мм)			
1,5	ОВНЭ + 10% МК (5% МК-500 + 5% МК-1000/1500)	> 8	85
	ОВНЭ + 6% МК (3% МК-500 + 3% МК-1000/1500)	> 8	90
	ОВНЭ + 3% МК (1,5% МК-500 + 1,5 % МК-1000/1500)	> 6	450
	БПС + 10% МК (5% МК-500 + 5% МК-1000/1500)	> 8	40
	БПС + 6% МК (3% МК-500 + 3% МК-1000/1500)	> 8	60
	БПС + 3% МК (1,5% МК-500 + 1,5 % МК-1000/1500)	> 7	400
6. Подбор кольматанта и его оптимальной концентрации (трещина раскрытостью 2 мм)			
2	ОВНЭ + 10% МК (5% МК-500 + 5% МК-1000/1500)	< 1	450
	ОВНЭ + 6% МК (3% МК-500 + 3% МК-1000/1500)	< 1	450
	БПС + 10% МК (5% МК-500 + 5% МК-1000/1500)	< 1	400
	БПС + 6% МК (3% МК-500 + 3% МК-1000/1500)	< 1	430

В результате проведенного комплекса фильтрационных исследований с использованием фильтр-пресса к применению в условиях карбонатного коллектора с раскрытостью трещин менее 0,5 мм рекомендуются блокирующие составы ОВНЭ/БПС + 5 % МК-500. Данная марка МК обеспечивает формирование на входе в трещину непроницаемого «экрана». Выбранная массовая доля (концентрация) 5 % МК в блокирующем составе обусловлена минимальным значением (с учетом запаса), при котором обеспечивается предотвращение фильтрации через трещину технологической жидкости.

Для условий карбонатного коллектора с раскрытостью трещин более 0,5 мм рекомендуются блокирующие составы ОВНЭ/БПС + 3% МК-500 + 3% МК-1000/1500. При данном сочетании марок МК обеспечивается равномерное распределение в блокирующем составе фракций наполнителя в диапазоне до 1,5 мм. Выбранная общая массовая доля (концентрация) 6 % смеси разных марок МК в блокирующем составе обусловлена тем, что при меньшей концентрации наполнителя требуется профильтровать через трещину больший объем состава для формирования непроницаемого «экрана», повышение же концентрации МК нецелесообразно из-за отсутствия эффекта.

По итогам проведенных исследований была разработана и запатентована программа ЭВМ «Программа для подбора фракционного состава мраморной крошки для блокирующей углеводородной жидкости глушения нефтяной скважины в условиях трещинно-порового коллектора» [261] (Приложение С), описание которой представлено в разделе 4.4.2. Данная программа позволяет при планировании глушения подобрать оптимальную рецептуру БС.

На рисунках 3.57 и 3.58 представлен внешний вид фильтрационных корок, образованных эмульсионным (ОВНЭ) и полимерным (БПС) блокирующими составами с МК на входе в трещину, после экспериментов, проведенных с использованием фильтр-пресса.

При этом использование в качестве наполнителя-кольматанта Галита, ракушечника или мела не позволяет создать надежного блокирующего экрана (рисунок 3.59).

В результате проведенного комплекса физико-химических и фильтрационных исследований установлено, что для повышения блокирующих свойств разработанных эмульсионных и полимерных составов (ОВНЭ и БПС) по отношению к трещинам карбонатного коллектора рекомендуется добавление разнофракционной МК.

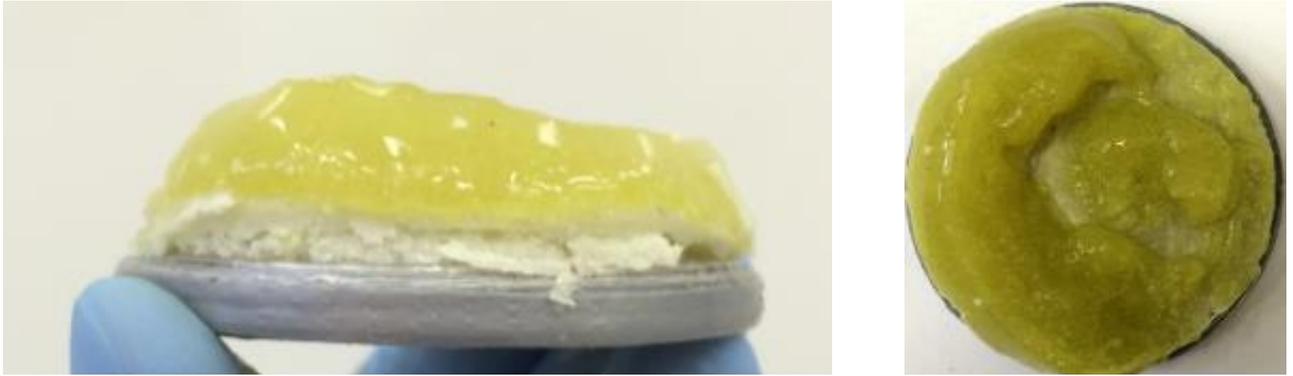
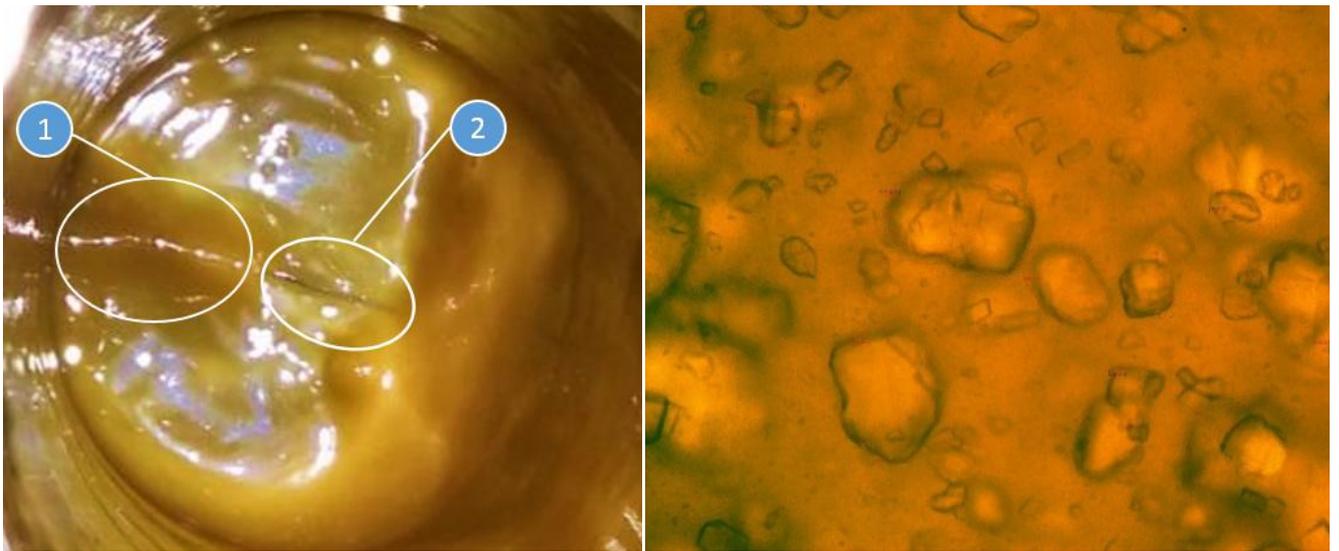


Рисунок 3.57 – Внешний вид фильтрационной корки над металлическим диском с трещиной раскрытостью 0,5 мм после фильтрации БПС



1 – целная часть фильтрационной корки эмульсионного раствора с МК; 2 – разрушенная часть фильтрационной корки эмульсионного раствора с МК.

Рисунок 3.58 – Внешний вид (а) и вид под микроскопом (б) мелкодисперсной фильтрационной корки над трещиной после исследования блокирующих свойств эмульсионного состава с МК



Рисунок 3.59 – Внешний вид ракушечника (а) и блокирующего эмульсионного состава с Галитом над трещиной раскрытостью 0,5 мм после эксперимента на фильтр-прессе (б)

После оценки блокирующих свойств исследуемых составов при повышенных перепадах давления (до 8 МПа) на фильтр-прессе с металлическими дисками, имитирующими трещины разной степени раскрытости, была проведена серия фильтрационных исследований на установке AutoFlood-700 с использованием образцов естественного керна при моделировании процессов «глушения» и «освоения» добывающих скважин. Данные эксперименты проводились с целью оценки влияния исследуемых блокирующих составов на фильтрационные характеристики трещинных карбонатных пород-коллекторов. При фильтрации блокирующих составов в керн моделировались перепады давления, соответствующие штатному процессу глушения скважины, когда забойное давление превышает пластовое на величину не более 5 % (таблица 3.27).

Таблица 3.27 – Фильтрационные свойства эмульсионных и полимерных блокирующих составов в зависимости от степени раскрытости трещин, полученные с использованием фильтрационной установки AutoFlood-700

Ширина (раскрытость) трещины, мм	Компонентный состав блок-пачек	Коэффициент относительного изменения проницаемости трещинного керна, %	Максим. градиент давления прорыва керосина при имитации процесса «освоения скважины», МПа/м	Объем блок-пачки, профильтровавшей в трещину, см ³
0,1	ОВНЭ	-32	5,49	0,3
	ОВНЭ + 5% МК-500	-9	4,84	< 0,1
	БПС	-65	42,5	0,7
	БПС + 5% МК-500	-16	6,92	< 0,1
0,5	ОВНЭ	-93	20,9	14
	ОВНЭ + 5% МК-500	-14	1,96	< 0,2
	БПС	-51	32,0	1,7
	БПС + 5% МК-500	-22	8,65	0,5
1	ОВНЭ	-4	0,13	300
	ОВНЭ + 5% МК-500	-4	0,22	300
	ОВНЭ + 3% МК-500 + 3% МК-1000/1500	0	0,08	< 0,2
	БПС	-17	16,5	225
	БПС + 3% МК-500 + 3% МК-1000/1500	-7	5,91	2,9
1,5	ОВНЭ	0	0,1	300
	ОВНЭ + 3% МК-500 + 3% МК-1000/1500	-3	0,34	38
	БПС	-9	8,3	300
	БК + 3% МК-500 + 3% МК-1000/1500	-5	2,19	24

Фильтрационные исследования проводились по методике, представленной в разделе 3.1.6. При проведении лабораторных фильтрационных экспериментов использовались образцы естественного кернового материала НГКМ с имитацией трещин раскрытостью 0,1, 0,5, 1 и 1,5 мм.

Основными задачами исследований являлась оценка влияния на фильтрационные характеристики образцов керна (с трещинами) блокирующих составов ОВНЭ-МК и БПС-МК, в сравнении с теми же составами, но без кольматанта при моделировании процесса «глушения – освоения» нефтяной скважины в условиях карбонатного коллектора.

При имитации глушения скважины (закачка в керн блокирующего состава) перепад давления (репрессия) составлял 1 МПа, что соответствовало штатному процессу.

Результаты фильтрационных исследований показали, что рекомендуемые к применению блокирующие составы с мраморной крошкой ОВНЭ/БПС + 5 % МК-500 и ОВНЭ/БПС + 3% МК-500 + 3% МК-1000/1500 обеспечивают более эффективное сохранение фильтрационных характеристик карбонатных пород-коллекторов с трещинами раскрытостью до 0,5 мм и более 0,5 мм, соответственно, в сравнении с блокирующими составами ОВНЭ и БПС без наполнителей. Подобное сочетание марок МК для успешного формирования фильтрационной корки на входе в трещины раскрытостью до 1,5 мм объясняется широким диапазоном распределения фракционного состава данной смеси согласно данным гранулометрического состава, полученным ситовым методом по [65] (рисунок 3.60).

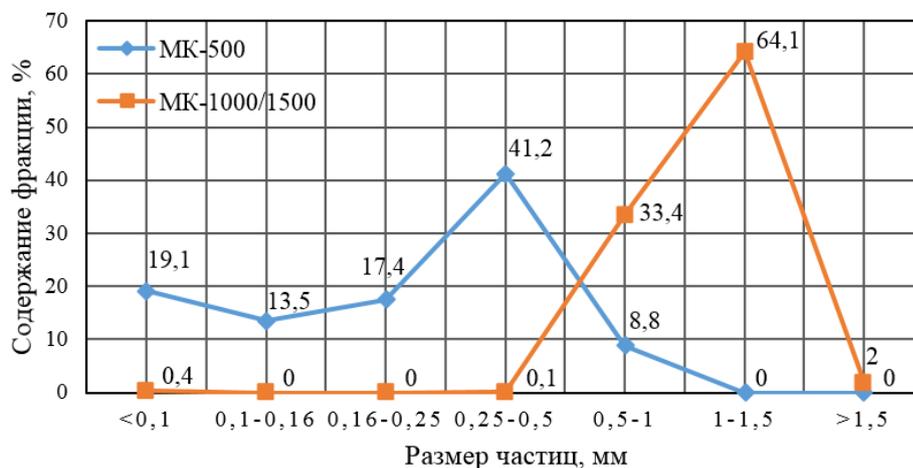


Рисунок 3.60 – Распределение фракционного состава мраморной крошки типа МК-500 и МК-1000/1500 [114]

Механизм повышения блокирующих свойств исследованных технологических жидкостей заключается в создании на входе в трещины коллектора каркаса сводового типа. В результате этого происходит кольматация устья трещины и образуется непроницаемый барьер, который препятствует дальнейшему поглощению блокирующего состава пластом (рисунок 3.61). При этом данный барьер по принципу «обратного клапана» способен легко разрушаться (смотреть рисунок 3.58, а) при изменении направления потока (из пласта в скважину) в процессе освоения

скважины и вывода ее на режим эксплуатации, что способствует восстановлению потенциала скважины [114, 169].

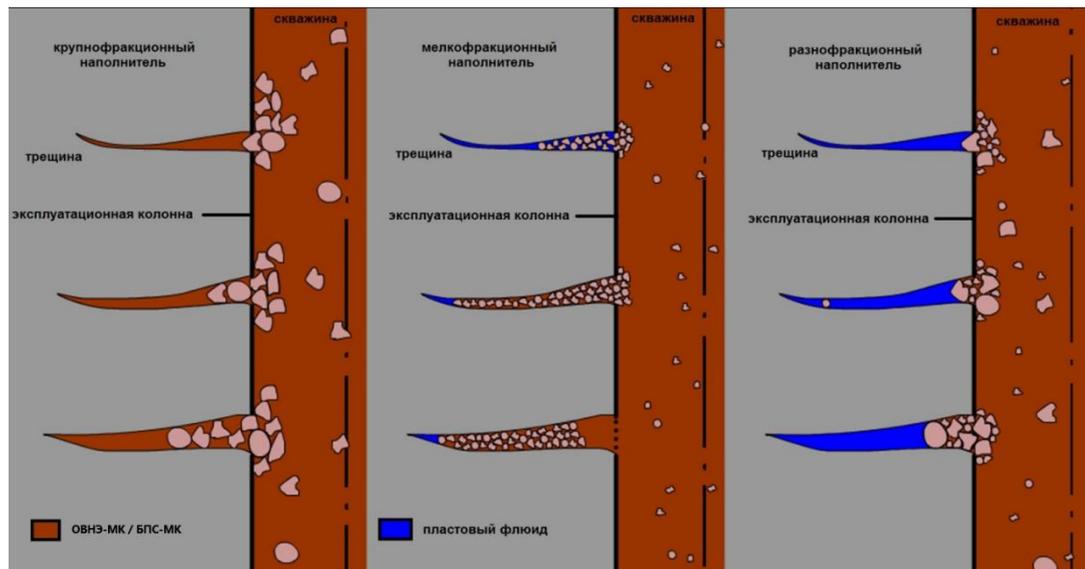


Рисунок 3.61 – Схема формирования «экрана» в призабойной зоне пласта с карбонатным коллектором при использовании в блокирующих составах наполнителя различной фракции [114, 349]

С целью оценки эффективности применения разработанных блокирующих составов при глушении скважин с ГРП были проведены фильтрационные исследования с использованием пропанта согласно методике, описанной в разделе 3.1.6. Результаты фильтрационных исследований, проведенных с использованием пропанта фракции 16/20 одного из месторождений Западной Сибири по экспресс-методике в стандартных условиях, представлены в таблице 3.28.

Таблица 3.28 – Результаты фильтрационных исследований БС в стандартных условиях по экспресс-методике с использованием модели пропантной упаковки фракции 16/20

Исследуемый блокирующий состав	Жидкость насыщения	Коэффициент относительного изменения проницаемости пропантной упаковки, %	Максимальный градиент давления фильтрации воды/керосина при моделировании освоения скважины, $\cdot 10^5$ Па/м
ОВНЭ (1 % ЯЛАН-Э2 + 19 % ДТ + 80 % водного раствора CaCl_2 плотностью 1300 кг/м^3)	вода	-48,9	39
	керосин	-8,5	13
БПС (1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ)	вода	-66,3	52
	керосин	-41,2	35
ОВНЭ-МК (5 % МК-500)	вода	-7,2	15
	керосин	-1,8	9
БПС-МК (5 % МК-500)	вода	-25,3	31
	керосин	-10,9	22

По результатам проведенных исследований было установлено, что в условиях высокой проницаемости пропантной упаковки может происходить интенсивное поглощение блокирующих составов в пласт, что в последствие может сказаться на уровне восстановления проницаемости ПЗП (коэффициент относительного изменения проницаемости углеводородо-водонасыщенного пропанта составил -8,5/-48,9 и 41,2/66,2 % для ОВНЭ и БПС, соответственно). При добавлении в блокирующие составы кольматанта наблюдалось отсутствие их фильтрации через пропантную упаковку, что сказалось на повышении уровня восстановления ее проницаемости. При этом в большей степени восстанавливалась проницаемость после закачки ОВНЭ-МК в сравнении с БПС-МК (рисунок 3.62).

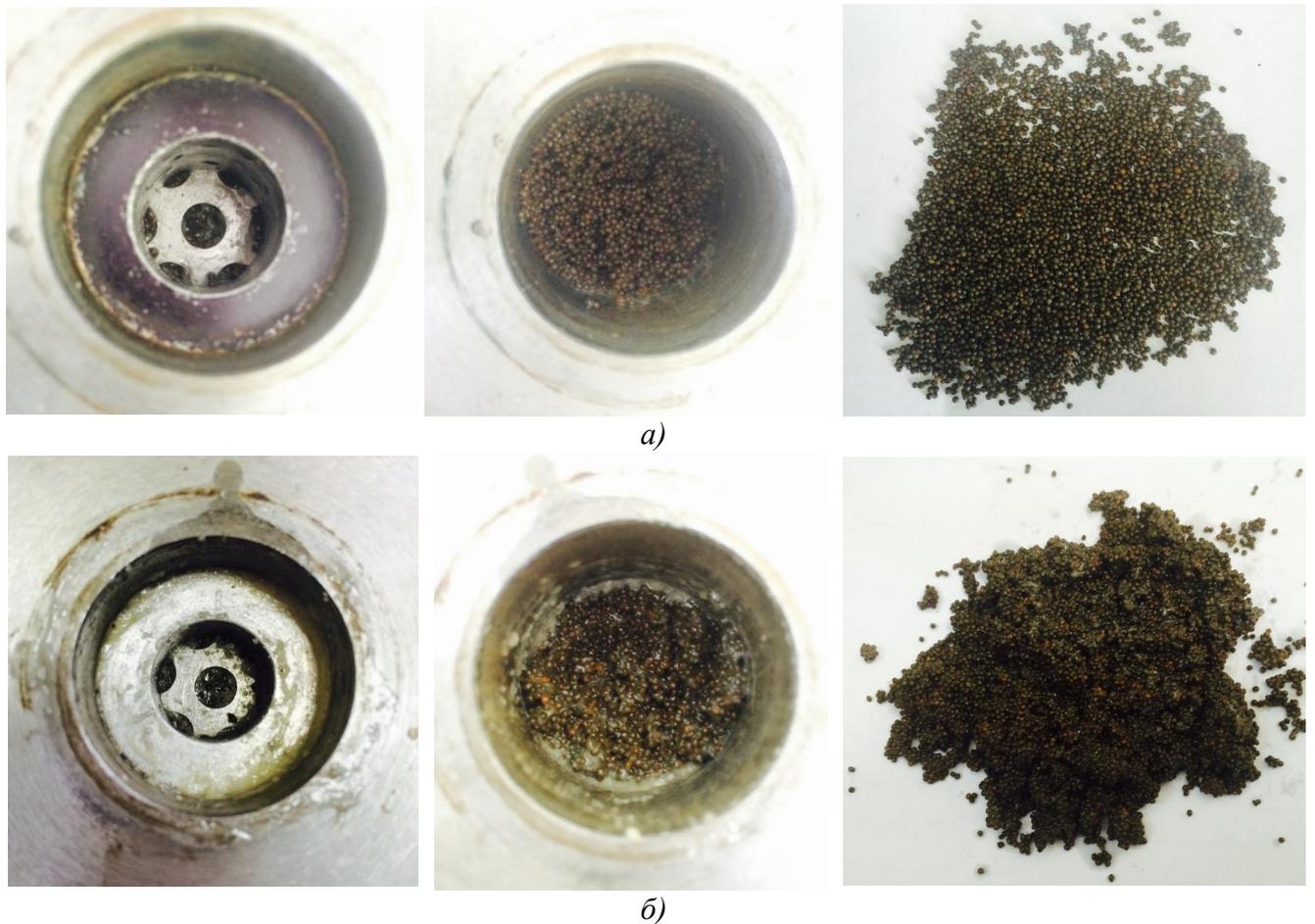


Рисунок 3.62 – Внешний вид пропантоудерживающего устройства со стороны фильтрации блокирующих составов ОВНЭ-МК (а) и БПС-МК (б) через модель пропантной упаковки, насыщенной керосином

По результатам исследований блокирующих составов ОВНЭ-МК (5 % МК-500) и БПС-МК (5 % МК-500) в термобарических пластовых условиях, проведенных на установке «ПИК-АРИ РР 61» по методике, описанной в разделе 3.1.6, была подтверждена эффективность данных композиций для условий добывающих скважин с ГРП (таблица 3.29) в сравнении с аналогичными блокирующими составами без мраморной крошки.

Таблица 3.29 – Результаты фильтрационных исследований БС в термобарических пластовых условиях с использованием модели трещины терригенной породы с пропантом фракции 16/20

Наименование БС	Поровое давление, МПа	Температура, °С	Проводимость, $\text{мкм}^2 \cdot \text{м}$		Проницаемость, мкм^2		Коэффициент относительного изменения проницаемости, %
			до	после	до	после	
ОВНЭ-МК	20	80	1,93	1,75	0,343	0,310	-4,2
БПС-МК			1,88	1,51	0,333	0,267	-17,2

Снижение степени негативного действия БПС-МК на фильтрационные характеристики пород-коллекторов может быть снижено за счет применения деструктора, например, водного раствора соляной кислоты. На рисунке 3.63 и в таблице 3.30 представлены результаты моделирования процесса глушения и освоения (с применением деструктора) скважины при осложнениях, связанных с прорывами газа. В фильтрационных исследованиях использовался естественный образец керна карбонатной породы-коллектора с исходной проницаемостью по нефти в диапазоне $0,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Согласно представленным данным с ростом значений градиента давления закачки БПС-МК увеличиваются фильтрационные сопротивления, т.е. происходит ухудшение фильтрационных характеристик карбонатной породы-коллектора. Анализ данных показал, что максимальный градиент давления закачки блокирующей композиции составил в среднем 180 МПа/м. При этом отсутствовала стабилизация давления закачки состава, что свидетельствует о его низкой фильтрационной способности в матрице горной породы. За счет этого может обеспечиваться эффективное блокирование и минимальное загрязнение призабойной зоны пласта [135].

После окончания процесса фильтрации блокирующего состава в образец керна с целью исследования его газодерживающей способности производилась закачка газа (азот) при постоянном росте давления (0,01 МПа/мин) на входе в керн в «прямом» направлении его фильтрации. Подача газа в керн осуществлялась до момента его прорыва через блокирующий состав и стабилизации расхода, после чего выполнялся расчет предельного градиента давления прорыва газа (исходя из общей длины образца керна). Согласно представленным результатам исследований газ прорвался при градиенте давления 11 МПа/м, что свидетельствует о высоких газодерживающих свойствах данного состава. Это позволит значительно снизить риск газопрооявлений при ремонте скважин [135].

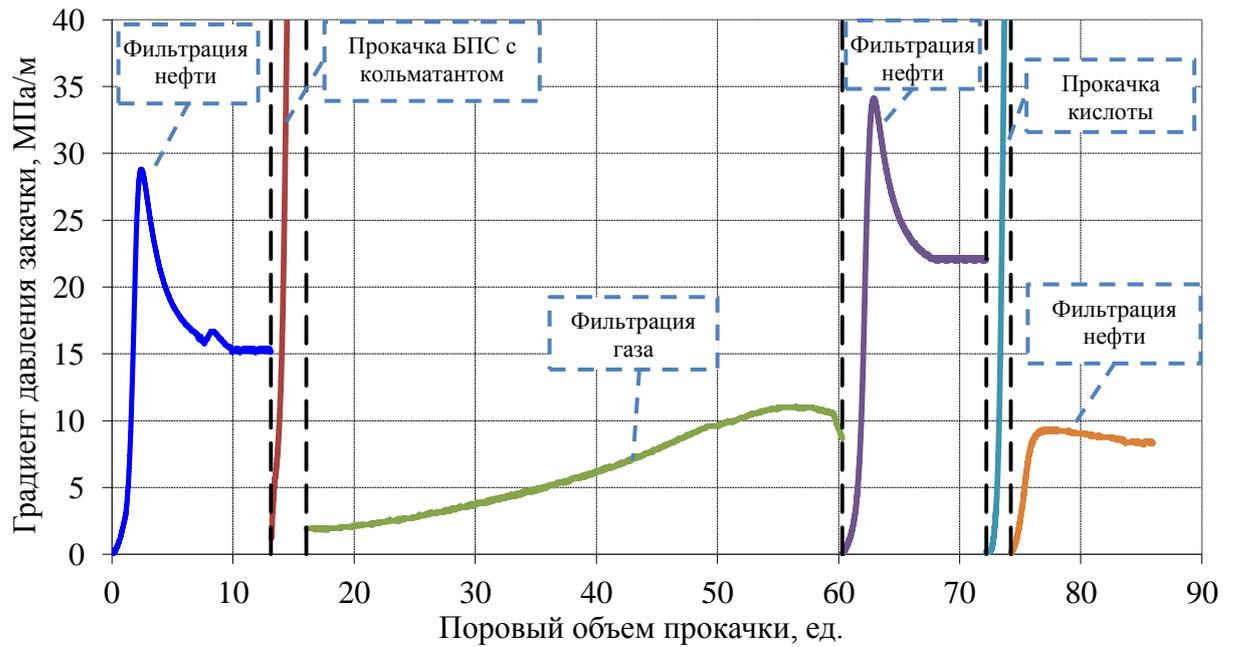


Рисунок 3.63 – Зависимость градиента давления закачки от количества прокачанного порового объема нефти, блокирующей пачки, газа и кислотного состава [135]

Таблица 3.30 – Результаты фильтрационных исследований блокирующего полимерного состава с кольматантом при моделировании процесса глушения добывающей скважины [135]

Параметр	Единица измерения	До закачки состава	После закачки состава	После закачки кислоты
Градиент давления закачки нефти	МПа/м	15,3	22,1	8,3
Проницаемость по нефти	$10^{-3} \times \text{мкм}^2$	0,59	0,41	1,09
Давление прорыва газа	МПа/м	12		
Максимальный градиент давления закачки кислоты	МПа/м	8,3		
Коэффициент относительного изменения проницаемости керна после «глушения»	%	-31		
Коэффициент относительного изменения проницаемости керна после «освоения» (соляно-кислотной стимуляции)	%	+85		

Для уменьшения негативного влияния блокирующих составов на фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта после проведения в скважине ремонтных работ существует необходимость стимуляции скважины путем применения высокоэффективных деструкторов. В условиях карбонатных коллекторов в качестве метода восстановления продуктивности скважины широко применяются обработки соляной кислотой. Для оценки влияния кислоты на блокирующий состав и образец горной породы моделировалась соляно-кислотная обработка (стимуляция) скважины [135].

Результаты фильтрационного эксперимента показали, что блокирующий полимерный состав с кольматантом (микрокальцитом) полностью растворяется после закачки соляной кислоты, а проницаемость образца керна увеличивается в среднем в 2 раза. Следовательно, рекомендуется проводить соляно-кислотную обработку (стимуляцию) скважины в процессе ее освоения после операций глушения, связанных с применением блокирующих составов (типа полимерной жидкости с микрокальцитом или мраморной крошкой) [135].

Таким образом, технологические жидкости данного типа имеют низкую степень фильтрации в породу-коллектор и препятствуют прорыву газа. Кроме этого, последующее освоение скважины с использованием соляно-кислотной обработки позволит восстановить и даже повысить нефтепроницаемость ПЗП. Таким образом, может быть обеспечено сохранение и улучшение продуктивности нефтяных скважин после их глушения при подземном ремонте [135].

Результаты проведенных физико-химических и реологических исследований эмульсионного блокирующего состава ОВНЭ при добавлении в него мраморной крошки (ОВНЭ-МК) показали следующие изменения его свойств:

- плотность повышается на 2-12% в зависимости от концентрации МК (5-30 %);
- термостабильность повышается (от 80°C до 90°C при добавлении МК);
- седиментационная стабильность сохраняется на высоком уровне при соотношении водной/углеводородной фаз от 80/20 до 90/20;
- эффективная вязкость снижается в среднем на 40 % и составляет в среднем 540 мПа·с, а статическое напряжение сдвига – в среднем на 20 % и составляет в среднем 40 Па;
- состав не смешивается с нефтью, пластовой водой и водными растворами хлорида натрия и кальция;
- скорость коррозии незначительно повышается (до 0,05 мм/год), но остается в пределах требований нормативной документации;
- температура застывания является стабильной (минус 15 °С).

Физико-химические и реологические исследования полимерного блокирующего состава (БПС) при добавлении в него мраморной крошки (БПС-МК) показали следующее:

- состав седиментационно стабилен при любой концентрации МК по причине его высокой вязкости;
- добавление в БПС мраморной крошки не влияет на его термостабильность при температуре до 80 °С;
- результаты исследования реологических свойств БК показали, что добавление мраморной крошки в количестве 5 % массовых приводит к: уменьшению времени начала его гелеобразования примерно в 1,8 раза; незначительному увеличению эффективной

вязкости композиции примерно на 5 %; уменьшению критического напряжения сдвига примерно в 2,5 раза.

- состав БПС-МК лишь частично разрушается в 6%-ном растворе соляной кислоты в течение 24 ч, при этом в первую очередь происходит растворение МК с выделением газа (CO₂);
- состав не смешивается с нефтью и водным раствором хлорида кальция;
- скорость коррозии БПС-МК с мраморной крошкой составляет 0,09 мм/год, что не превышает установленный норматив (0,10-0,12 мм/год);
- состав БПС-МК застывает при минус 7 °С, что делает необходимым осуществлять его подогрев в процессе приготовления в зимний период.

3.3 Результаты геомеханических исследований

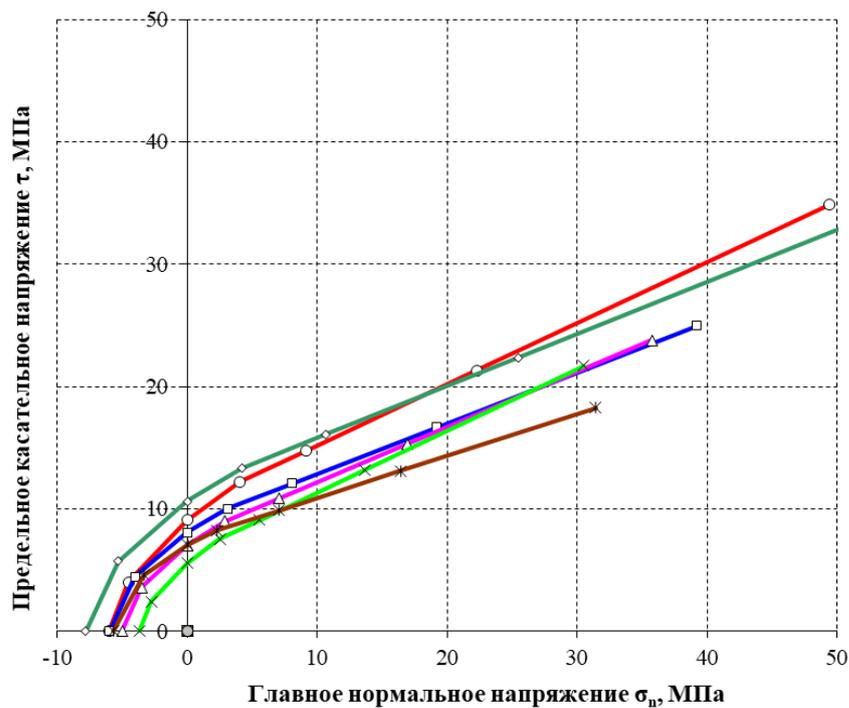
При проведении геомеханических исследований использовались образцы естественного керна карбонатных пород-коллекторов НГКМ, исходные данные которых представлены в таблице 3.31.

Таблица 3.31 – Исходные данные образцов керна карбонатных пород-коллекторов НГКМ

Условный номер керна	Масса сухого образца, г	Длина, мм	Диаметр, мм	Пористость, %	Проницаемость по газу (гелию), $\times 10^{-3}$ мкм ²
1-1	49,65	31,5	29,7	15,3	1,84
1-2	48,39	30,5	29,7	15,3	2,47
1-3	48,24	30,4	29,7	15,3	2,76
1-4	42,53	27,5	29,7	15,8	2,82
1-5	46,31	30,7	29,7	18,5	5,13
1-6	44,87	29,0	29,7	18,7	3,66
2-1	45,36	30,2	29,7	18,8	5,78

Результаты определения паспорта прочности водонасыщенных образцов карбонатных горных пород под условными номерами 1-1, 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 и 1-6, исследованных по методике, описанной в разделе 3.1.8, представлены на рисунке 3.64. Итоговые осредненные результаты данных исследований представлены в таблице 3.32.

Согласно полученным данным предел прочности водонасыщенных образцов керна карбонатной горной породы при одноосном сжатии изменяется в диапазоне от 20 до 35 МПа (при среднем значении 27 МПа). Таким образом, описанные в разделе 3.1.8 диапазоны эффективных давлений являются приемлемыми для проведения геомеханических фильтрационных исследований образцов керна карбонатной горной породы в условиях ее напряженного состояния.



Номера исследованных образцов керна: 1-1 — 1-2 — 1-3 — 1-4 — 1-5 — 1-6

Рисунок 3.64 – Паспорта прочности исследованных образцов керна карбонатных пород-коллекторов НГКМ

Таблица 3.32 – Основные результаты определения показателей паспорта прочности образцов керна №№ 1-1 – 1-6

Условный номер керна	Среднее растягивающее напряжение σ_t , МПа	Среднее сжимающее напряжение P , МПа	Предел прочности при одноосном растяжении σ_p , МПа	Величина сцепления C_0 , МПа	Коэффициент внутреннего трения горной породы $\text{tg}\varphi_0$	Предел прочности при одноосном сжатии σ_c , МПа
1-1	3,47	23,8	6,06	9,09	1,12	32,9
1-2	3,60	18,1	6,00	8,06	0,90	26,1
1-3	4,66	24,3	7,82	10,6	0,92	35,0
1-4	2,95	16,8	5,01	7,03	0,98	23,8
1-5	2,10	14,8	3,68	5,57	1,14	20,3
1-6	3,59	13,9	5,70	7,06	0,73	20,9
Средние значения параметров	3,39	18,6	5,71	7,91	43,7	26,5
Коэффициент вариации, %	24,9	24,1	23,8	22,5	10,6	23,2

Результаты геомеханических фильтрационных исследований, проведенных по методике, описанной в разделе 3.1.8, водонасыщенного образца керна № 2-1 карбонатной горной породы в различных условиях объемного напряженного состояния (бокового давления обжима и эффективного давления) и стандартной температуры представлены на рисунках 3.65-3.67. Итоговые полученные результаты сведены в таблицу 3.33.

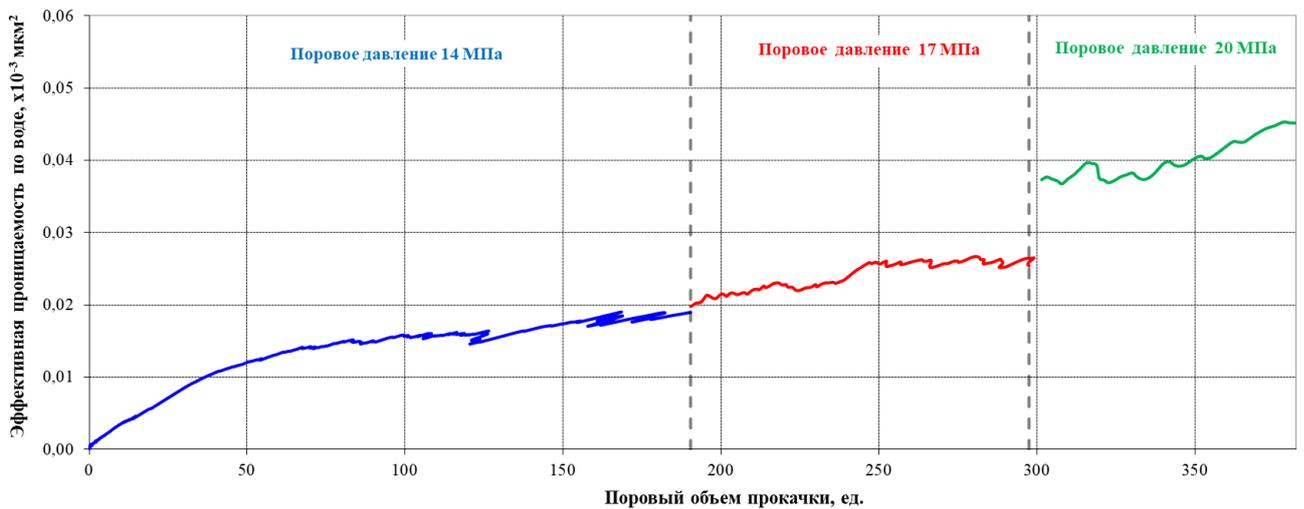


Рисунок 3.65 – Зависимость эффективной проницаемости образца керна № 2-1 карбонатной горной породы НГКМ от порового давления при горном давлении 27 МПа (осевая составляющая горного давления 51 МПа, а боковое давление обжима керна – 24 МПа)

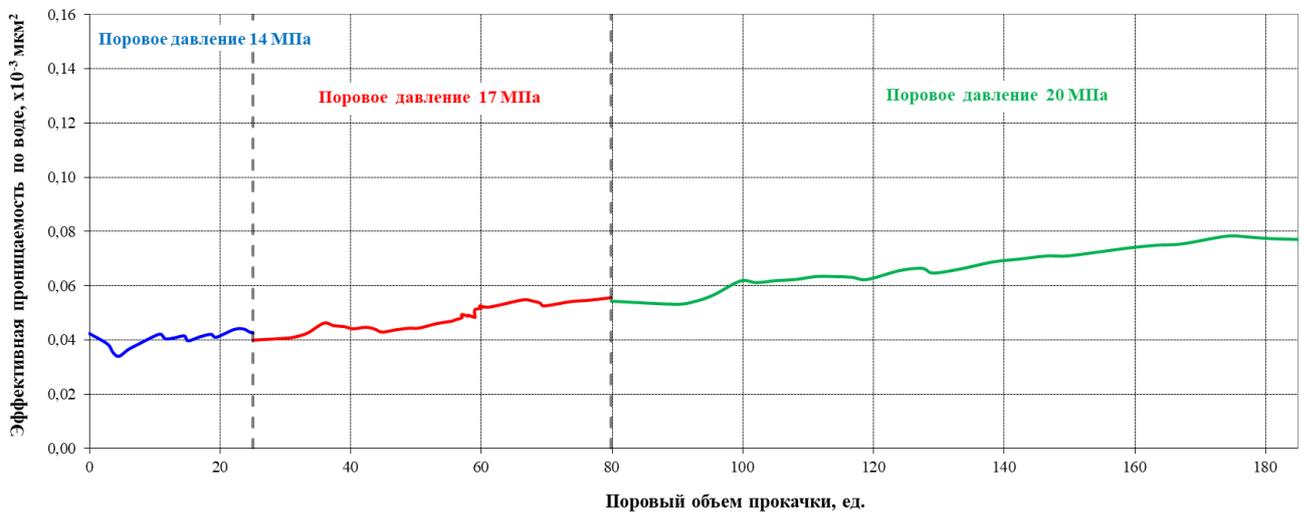


Рисунок 3.66 – Зависимость эффективной проницаемости образца керна № 2-1 карбонатной горной породы НГКМ от порового давления при горном давлении 29 МПа (осевая составляющая горного давления 51 МПа, а боковое давление обжима керна – 22 МПа)

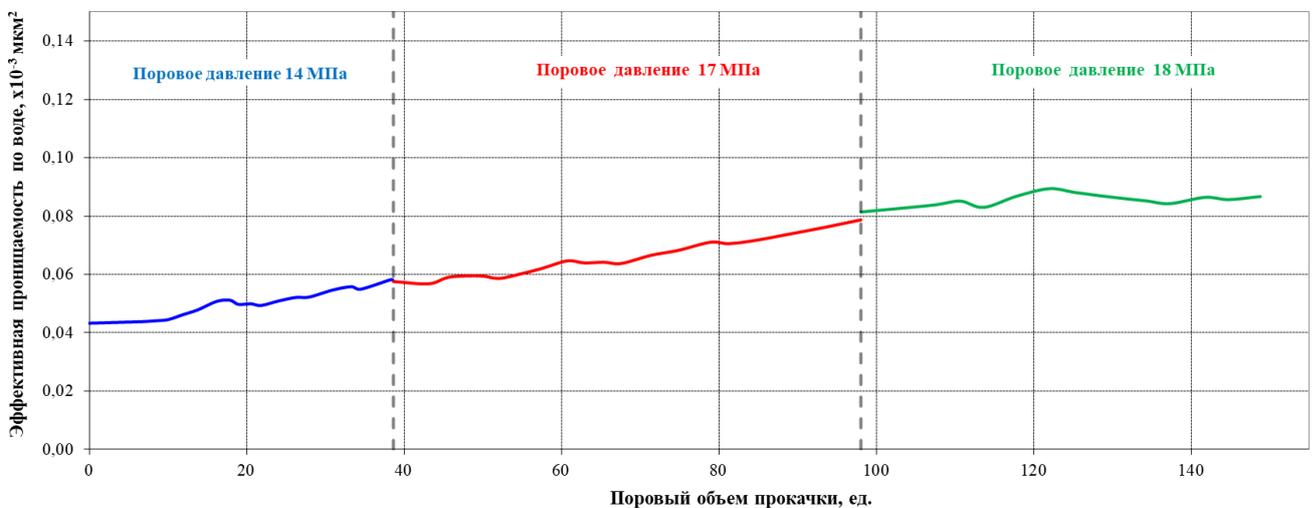


Рисунок 3.67 – Зависимость эффективной проницаемости образца керна № 2-1 карбонатной горной породы НГКМ от порового давления при горном давлении 31 МПа (осевая составляющая горного давления 51 МПа, а боковое давление обжима керна – 20 МПа)

Таблица 3.33 – Результаты геомеханических фильтрационных исследований образцов керна карбонатных пород-коллекторов НГКМ

Условный номер керна	Эффективная проницаемость по воде, $\times 10^{-3}$ мкм ²								
	Горное (осевое) давление, МПа								
	27			29			31		
	Поровое давление, МПа								
	14	17	20	14	17	20	14	17	18
	Эффективное давление, МПа								
2-1	0,018	0,026	0,043	0,042	0,053	0,077	0,056	0,075	0,086

Согласно полученным результатам установлена зависимость эффективной проницаемости карбонатной горной породы от эффективного давления (рисунок 3.68).

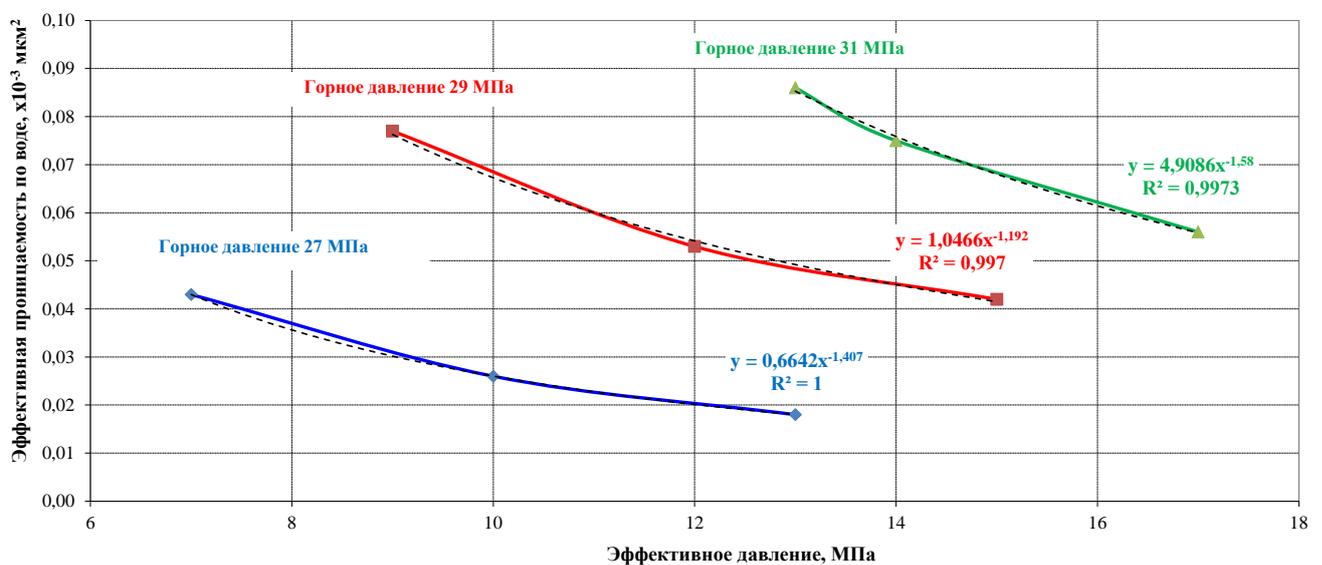


Рисунок 3.68 – Зависимость эффективной проницаемости образца керна № 2-1 карбонатной горной породы НГКМ от эффективного давления (при разных эффективных значениях осевого (параллельного направлению фильтрации воды) горного давления)

При разработке месторождения с карбонатным коллектором, как правило, происходит снижение пластового давления, в результате чего увеличивается эффективное давление. Увеличение эффективного давления приводит к деформационным процессам, приводящим к изменению коллекторских свойств горных пород. Согласно полученным результатам фильтрационных исследований отчетливо наблюдается снижение (в 1,5-2,4 раза) проницаемости в диапазоне эффективных давлений от 7 до 17 МПа вследствие уменьшения порового объема пород-коллекторов.

Полученные экспериментальные результаты позволили получить зависимости эффективной проницаемости от эффективного давления, которые, в свою очередь, отличаются в зависимости от соотношения вертикальной и горизонтальной составляющих горного давления.

Для оценки относительного снижения проницаемости в зависимости от величины эффективного горного давления был построен график зависимости $k_{np}/P_{эф}$ ($\times 10^{-3}$ мкм²/МПа) от горного давления, показывающий на сколько изменяется величина проницаемости при изменении эффективного давления на 1 МПа в зависимости от величины горного давления (3.69)

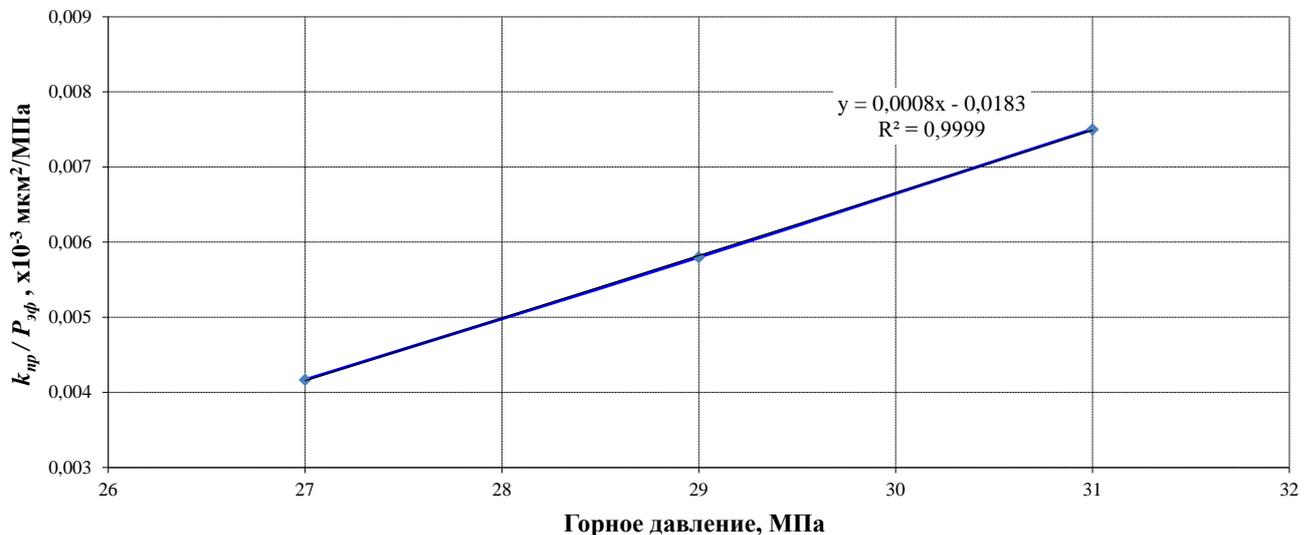


Рисунок 3.69 – Зависимость относительного снижения проницаемости от величины горного давления (параллельного направлению фильтрации воды) образца керна № 2-1 карбонатной горной породы НГКМ

По результатам проведенных исследований на образце керна № 1-2 карбонатной горной породы была установлена линейная зависимость относительного снижения проницаемости в зависимости от величины горного давления в вышеуказанном диапазоне эффективных давлений.

Полученные зависимости рекомендуется учитывать при подборе блокирующих составов и обосновании технологии их применения, в частности давления закачки в скважину и продавливания в ПЗП, поскольку было установлено, что с ростом давления на забое скважины будет снижаться эффективное давление, что приведет к росту проницаемости в ПЗП. В указанном диапазоне эффективного давления может произойти рост проницаемости матрицы породы ПЗП более чем в 2 раза. Как следствие, будет возрастать риск поглощения ТЖ пластом и последующего газопроявления.

3.4 Выводы по Главе 3

1. Создан современный лабораторно-методический комплекс, оснащенный высокотехнологичным оборудованием и специально разработанными экспериментальными стендами, для физического моделирования процессов глушения и освоения нефтяных скважин. Данный комплекс позволяет создавать новые и исследовать существующие составы жидкостей глушения с целью определения диапазона регулирования их физико-химических,

реологических, блокирующих, газодерживающих и фильтрационных параметров, а также оценки области их эффективного применения.

2. Разработанный Комплекс был апробирован при проведении лабораторных исследований по подбору жидкостей глушения скважин в рамках выполнения совместно с ООО «Газпромнефть НТЦ» исследовательских работ для ряда дочерних предприятий ПАО «Газпром нефть». По итогам проведенных работ были даны рекомендации по применению на ряде месторождений, разрабатываемых ПАО «Газпром нефть» (ЮЛТ Приобского, Вынгапуровское, Вынгаяхинское, Восточный участок Оренбургского, Новопортовское, Велебит, Мокрин), жидкостей глушения скважин различного типа. Использование разработанного лабораторно-методического комплекса позволило повысить эффективность качественного подбора блокирующих составов для осложненных условий глушения скважин.

3. Лабораторно-методический комплекс позволяет проводить исследования в соответствии с основными технологическими требованиями общепринятых стандартов, а также с учетом внутренних регламентов ряда нефтедобывающих компаний России. В его состав входит не только стандартное высокотехнологичное оборудование, но специально разработанные стенды:

- стенд по оценке газодерживающей способности блокирующих составов в условиях различных типов скважин (вертикальных и с горизонтальным окончанием) и условий притока пластового флюида (патент на изобретение РФ № 2749773 «Стенд для исследования газодерживающей способности составов, применяемых при подземном ремонте скважин»);
- стенд по оценке в термобарических условиях блокирующей способности технологических жидкостей с кольматантом-наполнителем при моделировании трещинного коллектора с использованием фильтр-пресса высокого давления;
- стенд по оценке в термобарических условиях фильтрационных свойств блокирующих составов при моделировании процесса прорыва газа из пласта в скважину с использованием кернодержателя специальной конструкции, позволяющей осуществлять фильтрацию высоковязких технологических жидкостей (в том числе с твердой крупнофракционной фазой) через модель трещинного коллектора;
- стенд по экспресс-оценке в стандартных условиях фильтрационных свойств блокирующих составов в пропантной упаковке при моделировании процесса глушения скважины с ГРП.

4. В результате совместных с ООО «Синтез-ТНП» лабораторных исследований разработан и запатентован эффективный эмульгатор обратных эмульсий ЯЛАН-Э2 (ТУ 2458-001-22650721-2009, патент на изобретение РФ № 2414290 «Эмульгатор обратных

водонефтяных эмульсий)), который в настоящее время доведен до промышленного производства в ООО «Синтез-ТНП» и поставляется на ряд нефтегазодобывающих предприятий и сервисных компаний России. Данный реагент способен эмульгировать не только водные солевые растворы, но и кислоты, что позволяет использовать его для получения гидрофобно-эмульсионных составов, применяемых при: глушении скважин перед подземным ремонтом; кислотной обработке добывающих скважин; ограничении водопритока в добывающие скважины; выравнивании фронта вытеснения в неоднородных коллекторах; выравнивании профиля приемистости нагнетательных скважин; защите подземного нефтегазопромыслового оборудования от коррозии. Данная область применения реагента-эмульгатора ЯЛАН-Э2 обоснована результатами многочисленных экспериментальных исследований, проведенных на базе кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в комплексной лаборатории «Повышение нефтеотдачи пласта» Санкт-Петербургского горного университета.

5. Разработаны, запатентованы и предложены к внедрению новые блокирующие составы жидкостей глушения и стимуляции скважин в осложненных условиях их эксплуатации с использованием реагентов отечественного производства. Данные технологические жидкости за счет совмещения операций глушения скважин перед подземным ремонтом с воздействием на ПЗП позволяют регулировать её фильтрационные характеристики с максимальной эффективностью и достаточной степенью охвата продуктивного коллектора:

- блокирующий эмульсионный состав ОВНЭ (соотношение водной и углеводородной фаз – 80/20 %), стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2 (1-1,5 % мас.) (патент РФ № 2359002 «Способ приготовления обратной эмульсии для технологий глушения и интенсификации нефтегазовых скважин»);
- блокирующий полимерный состав БПС, представляющий собой сшитую полимерную систему на основе ксантановой камеди (0,5-1,0 % мас.), структурированную ацетатом хрома (0,15 % мас.), с добавлением регулятора времени гелеобразования (0,12-0,65 % мас.) (водно-спиртового раствора органических комплексонов) (патент РФ № 2757626 «Блокирующий биополимерный состав»);
- блокирующий эмульсионный состав ОВНЭ-МК, стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2, с мраморной крошкой (5 % мас. МК-500 (при раскрытости трещин не более 0,5 мм) или 3% МК-500 + 3% МК-1000/1500 (при раскрытости трещин более 0,5 мм)) (патент РФ № 2736671 «Блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор с мраморной крошкой»);
- полимерный блокирующий состав с мраморной крошкой БПС-МК, представляющий собой сшитую полимерную систему на основе ксантановой камеди (0,5-1,0 % мас.),

структурированную ацетатом хрома (0,15 % мас.), с добавлением регулятора времени гелеобразования (0,12-0,65 % мас.) (водно-спиртового раствора органических комплексонов) и мраморной крошки (5 % мас. МК-500 (при раскрытости трещин не более 0,5 мм) или 3% МК-500 + 3% МК-1000/1500 (при раскрытости трещин более 0,5 мм));

- интенсифицирующий состав ОКНЭ, стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2, с использованием в качестве дисперсной фазы водного раствора соляной кислоты (патент РФ № 2359002 «Способ приготовления обратной эмульсии для технологий глушения и интенсификации нефтегазовых скважин»).

6. Установлены механизмы – гидрофобизирующий и кольматирующий (с образованием вязкого экрана в фильтрационных каналах или твердого экрана на их входе), характер и степень влияния разработанных эмульсионных и полимерных составов на фильтрационные характеристики терригенных и карбонатных пород-коллекторов, позволяющие осуществлять направленное регулирование их фазовых проницаемостей с целью сохранения, восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП при глушении скважин перед подземным ремонтом в различных геолого-физических и технологических условиях разработки нефтяных месторождений.

7. По результатам фильтрационных исследований, проведенных в условиях объемного напряженного состояния с использованием образца керна карбонатной горной породы, были получены зависимости эффективной фазовой проницаемости породы-коллектора по воде от эффективного давления. Согласно полученным результатам, наблюдается снижение (в 1,5-2,4 раза) фазовой проницаемости керна по воде в диапазоне эффективных давлений от 7 до 17 МПа. При этом наблюдается линейная зависимость относительного снижения проницаемости в зависимости от величины эффективного горного давления в вышеуказанном диапазоне эффективных давлений. Рекомендуется учитывать полученные зависимости при подборе блокирующих составов и обосновании технологии их применения, в частности, давления закачки в скважину и продавливания в ПЗП, поскольку было установлено, что с ростом давления на забое скважины будет снижаться эффективное давление, что приведет к росту проницаемости пород-коллекторов в ПЗП. В указанном диапазоне эффективного давления может произойти рост проницаемости матрицы породы ПЗП более чем в 1,5-2 раза. Как следствие, будет возрастать риск поглощения ТЖ пластом и последующего газопроявления.

ГЛАВА 4 ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

С целью повышения эффективности глушения скважин в осложненных условиях их эксплуатации необходим комплексный подход, учитывающий не только научно обоснованный выбор типа и технологических параметров ЖГС, но и особенности их течения по стволу скважины и фильтрации в ПЗП. В случае глушения скважин в условиях карбонатных трещинно-поровых коллекторов необходимо учитывать также геомеханические свойства горных пород ПЗП (рисунок 4.1).

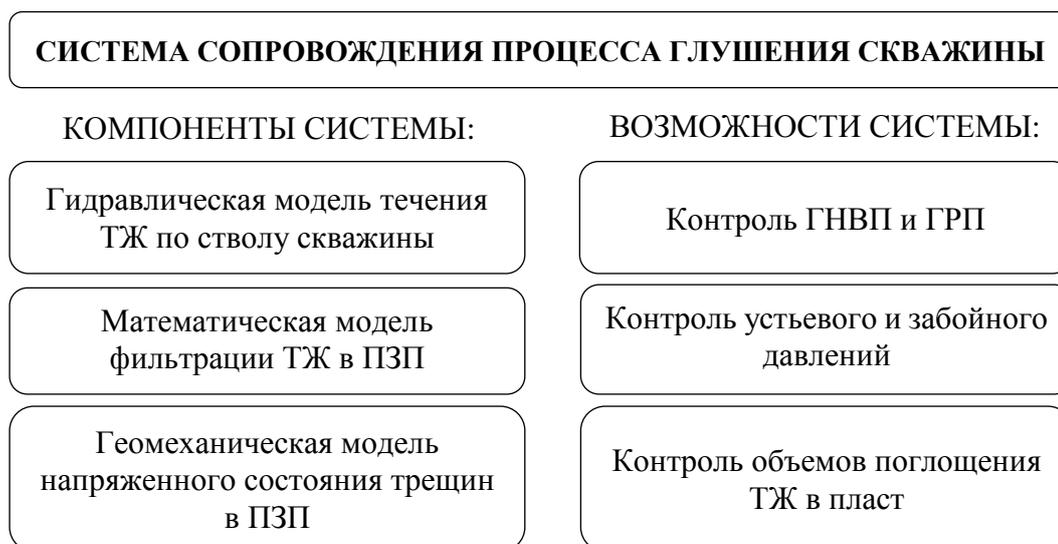


Рисунок 4.1 – Компоненты системы сопровождения процесса глушения скважины в осложненных условиях её эксплуатации

4.1 Гидравлическая модель течения технологической жидкости по стволу скважины

4.1.1 Обзор реологических моделей технологических жидкостей и основных законов их течения

Глушение скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях их эксплуатации, как правило, сопровождается применением блокирующих эмульсионных или полимерных составов повышенной вязкости. Данные жидкости относятся к классу неньютоновских, при их течении эффективная вязкость зависит от скорости сдвига. Данные жидкости в процессе течения проявляют не только нелинейность вязкости, но и такие свойства, как пластичность и упругость [229].

Поведение таких аномальных жидкостей изучает реология – наука о деформации и течении материальных тел, основной задачей которой является установление реологических уравнений состояния, то есть функциональных зависимостей типа (4.1) [16]:

$$f(p_{ij}, e_{ij}, \varepsilon_{ij}) = 0, \quad (4.1)$$

где p_{ij} – тензор напряжений;

e_{ij} – тензор деформаций;

ε_{ij} – тензор скоростей деформаций.

На сегодняшний день исследователями изучено множество различных уравнений состояния или моделей, содержащих различное количество эмпирических параметров, зависящих от свойств жидкости и термодинамических характеристик потока. Каждая из данных моделей, как известно, упрощенно описывает поведение того или иного материального тела. Поведение неньютоновских жидкостей настолько разнообразно, что точная их классификация практически невозможна [16].

В таблице 4.1 представлены некоторые примеры реологических моделей, подходящих для описания различных типов технологических жидкостей.

Классификация реологических моделей представлена в различных вариациях в трудах многих ученых, из которых можно выделить монографию по гидродинамике, тепло- и массообмену неньютоновских жидкостей Шульмана З.П. и Берковского Б.М. [307], а также работы Доджа [328] и Уилкинсона У.Л. [285].

Тем не менее, можно выделить часто встречающиеся типичные формы неньютоновского поведения жидкостей. Наиболее простой классификацией неньютоновских жидкостей является классификация Доджа [328]. Он классифицирует неньютоновские системы по трем основным группам в зависимости от характера кривой течения, т.е. вида реологического уравнения (4.2) [16, 229]:

$$\tau = f(\dot{\gamma}), \quad (4.2)$$

где τ – напряжение сдвига;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига.

Классификация неньютоновских систем по Доджу представлена на рисунке 4.2 и включает следующие основные группы жидкостей [16, 229, 328]:

1. Жидкости, у которых скорости сдвига зависят только от приложенных напряжений.
2. Жидкости, реологические характеристики которых зависят не только от приложенных напряжений, но и от продолжительности их действия.
3. Вязкоупругие жидкости, проявляющие одновременно свойства вязкой жидкости и упругого тела.

В работе [119] Кирсанов Е.А. и Матвеев В.Н. утверждают, что: «Накопленный за многие десятилетия экспериментальный и теоретический материал ... создает ложное впечатление, что достигнуто полное понимание реологического поведения структурированных систем и целью дальнейших исследований является лишь уточнение деталей. Однако это не

соответствует действительности. ... Попытки любой ценой аппроксимировать экспериментальные данные на максимально широком интервале скоростей сдвига привели к чрезмерному обилию полуэмпирических выражений, вплоть до реологических уравнений с пятью или шестью подгоночными коэффициентами. Альтернативный подход состоит в разделении кривых течения или кривых вязкости на отдельные участки, каждый из которых описывается разным способом, но обычно степенным законом.»

Таблица 4.1 – Реологические модели различных типов жидкостей [55, 119, 160, 236, 263]

Название реологической модели	Формула зависимости τ от γ	Формула для определения μ
Оствальда – де Вале	$\tau = k \cdot \gamma^n$	$\mu = k \cdot \gamma^{n-1}$
Голуба	$\tau = \mu_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{e^{K \cdot \gamma}}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{e^{K \cdot \gamma}}$
Де Хавена	$\tau = \frac{\mu_0 \cdot \gamma}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$	$\mu = \frac{\mu_0}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$
Кригера – Догерти	$\tau = \mu_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{1 + \frac{\tau}{\tau_m}}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \frac{\tau}{\tau_m}}$
Кросса	$\tau = \mu_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{1 + \alpha \gamma^n}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \alpha \gamma^n}$
Райнера – Филипова	$\tau = \mu_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^2}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^2}$
Метера	$\tau = \mu_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$
Эллиса	$\tau = \mu_0 \cdot \gamma + k \cdot \gamma^n$	$\mu = \mu_0 + k \cdot \gamma^{n-1}$
Гершеля – Балкли	$\tau = \tau_0 + k \cdot \gamma^n$	$\mu = \mu_p + k \cdot \gamma^{n-1}$
Кассона	$\frac{1}{\tau^n} = \frac{1}{\tau_0^n} + (\mu_p \cdot \gamma)^{\frac{1}{n}}$	$\mu^{\frac{1}{n}} = \mu_p^{\frac{1}{n}} + \left(\frac{\tau_0}{\gamma}\right)^{\frac{1}{n}}$
Шведова – Бингама	$\tau = \tau_0 + \mu_p \cdot \gamma$	$\mu = \mu_p + \frac{\tau_0}{\gamma}$

Примечание:

μ – эффективная вязкость;

τ – напряжение сдвига;

k – фактор консистенции;

n – показатель текучести;

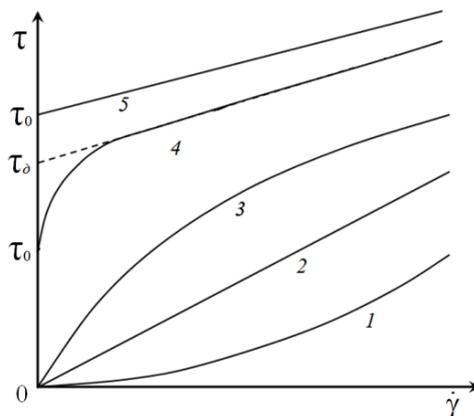
μ_0 – ньютоновская (начальная) вязкость;

μ_∞ – конечная вязкость;

τ_m – максимальное напряжение сдвига при измерении;

τ_0 – предел текучести;

μ_p – пластическая вязкость.



1 – дилатантная жидкость; 2 – ньютоновская жидкость; 3 – псевдопластичная жидкость; 4 – нелинейно-вязкопластичная жидкость с предельным напряжением сдвига; 5 – линейно-вязкопластичная жидкость Бингама (Шведова – Бингама).

Рисунок 4.2 – Реологические кривые, отражающие зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига для разных видов обобщенных ньютоновских жидкостей [229]

Таким образом, на основании многочисленных экспериментальных исследований логично предположить, что общая модель течения не может существовать в принципе, поскольку различная физико-химическая природа блокирующих составов для глушения скважин (суспензий, эмульсий и полимерных растворов), как правило, приводит к разным механизмам их течения. В результате, не смотря на большой объем экспериментальных данных, полученных с помощью современных высокоточных приборов, существует противоречие между данными результатами и существующими теоретическими моделями [119, 175].

В связи с этим система сопровождения процесса глушения нефтяных скважин в осложненных условиях эксплуатации должна основываться на результатах экспериментальных исследований реологических свойств ТЖ перед их закачкой в скважину. Методика проведения данных исследований описана в «Инструкциях по проведению контроля параметров блокирующего биополимерного состава «БК» и блокирующего эмульсионного состава «ИЭР» (Приложение Г).

4.1.2 Численное моделирование течения технологических жидкостей по стволу скважины

При расчете течения технологических жидкостей по стволу скважины применяется допущение, что зоны смешивания жидкостей минимальны и между ними образуется четкая граница раздела фаз.

В данной методике расчеты производятся при стандартных условиях по температуре технологической жидкости в скважине. В данных условиях происходит расчет распределения давления и объемов жидкостей по стволу скважины. Распределение давления по стволу скважины зависит от ее конструкции, компоновки подземного оборудования и находящихся в скважине жидкостей.

Принципиальная схема компоновки подземного оборудования типовой скважины (для исследуемого НГКМ) с УЭЦН и горизонтальным окончанием представлена на рисунке 4.3.

Расчет течения жидкости в данном расчете происходит от устья скважины до начала ее открытого ствола. Данный этап расчета производится совместно с расчетом фильтрационной модели течения флюидов в ПЗП. Расчет осуществляется для двух разных способов промывки скважины при глушении: прямая (через НКТ) и обратная (через затрубное (кольцевое) пространство скважины) (рисунок 4.4).

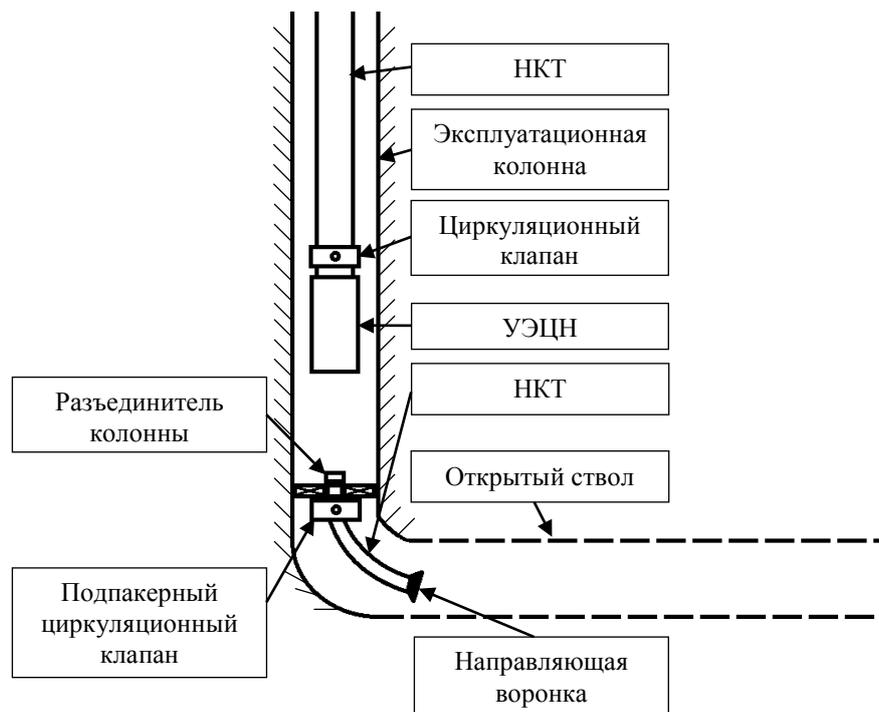


Рисунок 4.3 – Упрощенная схема компоновки подземного оборудования добывающей скважины, оборудованной УЭЦН

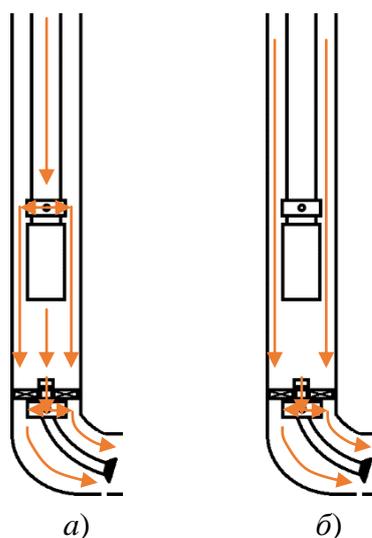
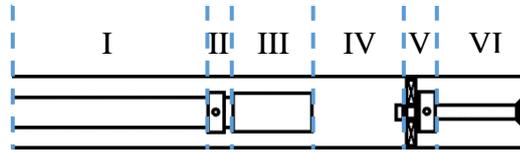


Рисунок 4.4 – Направления фильтрационных потоков технологических жидкостей в зависимости от способа промывки скважины: а) прямая промывка; б) обратная промывка

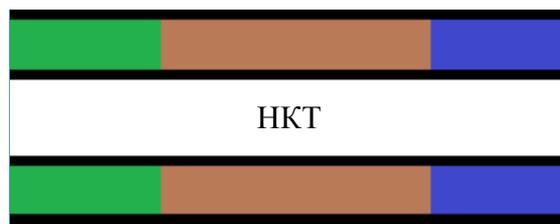
Ствол скважины представляет собой замкнутую систему, в которой выполняется закон сохранения масс. Модель скважины разделяется на элементы, которые имеют единые проходные сечения (рисунок 4.5). В каждом элементе определяется расход перетока и изменение давления на входе и выходе из элемента.



 – граница между элементами; I-VI – номера элементов скважины.

Рисунок 4.5 – Пример разделения скважины на элементы

В качестве исходных данных для расчета используется массовый расход жидкости и давление на забое скважины. Также используется текущее распределение масс жидкости в колонне (рисунок 4.6).



, ,  – несмешивающиеся фазы жидкости, находящиеся в элементе скважины.

Рисунок 4.6 – Пример распределения несмешивающихся жидкостей в элементе скважины

Принцип расчета течения жидкости по стволу скважины аналогичен расчету течения жидкостей в пласте. Первоначально происходит расчет распределения давления. Метод расчета распределения давления подразумевает итеративный подход к решению [200]:

1. Давление в нижней точке границы раздела двух фаз (или двух разных типов технологических жидкостей) равно давлению в верхней точке границы предыдущего раздела фаз (для первого расчета данное давление равно забойному).

2. Определяется плотность жидкости в нижней точке.

3. Делается первое приближение по давлению в верхней точке границы раздела двух фаз.

4. По значению давления на границе раздела фаз определяется плотность жидкости в данной точке.

5. Определяется средняя плотность жидкости в колонне, как среднее между плотностью в верхней и нижней точках по формуле (4.3):

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{\rho_{\text{в}} + \rho_{\text{н}}}{2}, \quad (4.3)$$

где $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{н}}$ – плотность жидкости в верхней и нижней точках границы раздела фаз, кг/м³.

Данный метод определения плотностей справедлив для несжимаемых и слабосжимаемых жидкостей, у которых плотность линейно зависит от давления.

6. По полученному значению средней плотности определяется объем жидкости в колонне.

7. Определяется высота столба жидкости по формуле (4.4):

$$h = \frac{V_{\text{ж}}}{F}, \quad (4.4)$$

где F – площадь поперечного сечения элемента скважины, м^2 .

8. Так как в данной постановке задачи траектория скважины может быть отлична от вертикальной, то дополнительно необходимо определить вертикальную составляющую высоты столба жидкости по следующей формуле (4.5):

$$h_{\text{в}} = h \cdot \cos(\theta), \quad (4.5)$$

где θ – зенитный угол рассматриваемого элемента скважины.

9. Определяется гидростатическое давление, создаваемое вертикальным столбом жидкости, по формуле (4.6):

$$P_{\text{гидр}} = \rho_{\text{ср}} \cdot g \cdot h_{\text{в}}. \quad (4.6)$$

10. Определяется объемный расход жидкости по формуле (4.7):

$$Q = \frac{Q_{\text{М}}}{\rho_{\text{ср}}}, \quad (4.7)$$

где $Q_{\text{М}}$ – массовый расход жидкости, кг/с .

11. Определяется характерная скорость потока по формуле (4.8):

$$v = \frac{Q}{F} \quad (4.8)$$

12. Определяются гидравлические потери давления на трение при течении жидкости по стволу скважины. Гидравлические потери при ламинарном течении псевдопластичной («степенной») жидкости можно определить с помощью формулы (4.9) [200]:

$$P_{\text{тр}} = 2^{2+n} \left(\frac{3n+1}{n} \right)^n H \frac{v^n}{D_{\text{г}}^{n+1}} h, \quad (4.9)$$

где H – коэффициент густоты потока «степенной» жидкости, $\text{Па} \cdot \text{с}^n$;

$D_{\text{г}}$ – гидравлический диаметр трубы, м ;

n – показатель поведения жидкости, д.ед.

13. Давление в верхней точке границы раздела двух фаз определяется по формуле (4.10):

$$P_{\text{в}} = P_{\text{н}} - P_{\text{гидр}} - P_{\text{тр}} \quad (4.10)$$

Расчеты по пунктам 4-13 повторяются до достижения условия сходимости (4.11):

$$|P_{\text{в},i} - P_{\text{в},i-1}| < \varepsilon, \quad (4.11)$$

где $P_{\text{в},i}$, $P_{\text{в},i-1}$ – давление на текущем и предыдущем итерационном шаге, соответственно, Па ;

ε – заранее определенная точность расчета, Па .

После определения давления в верхней точке границы раздела фаз расчет продолжается для следующего участка элемента скважины между следующей границей раздела фаз или верхней частью элемента и границей раздела фаз, у которой давление было определено на предыдущем шаге расчета. После окончания расчета элемента осуществляется переход на следующий элемент. Расчет давления производится до нижней точки последнего элемента. После определения распределения давления определяется переток (расход) фаз между элементами скважины, а также устьевое давление и общий расход закачки ТЖ в скважину.

С учетом использования вышеуказанного метода гидравлического расчета течения технологических жидкостей по стволу добывающей скважины совместно с компанией ООО «Санкт-Петербургский Инженерно-проектный центр» была разработана и апробирована программа ЭВМ по моделированию процесса глушения нефтяных скважин методом прямой и обратной промывок для учебно-тренажерного комплекса по текущему и капитальному ремонту скважин (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021616278 «Виртуальный тренажер-имитатор освоения, эксплуатации и капитального ремонта скважин») [264]. Данный тренажерный комплекс учитывает гидродинамические особенности закачки в скважину различных типов жидкостей глушения, а также динамику изменения устьевого и забойного давлений. Методика проведения данной лабораторной работы учитывает алгоритм действий рабочего персонала в условиях промысла. В сценарии моделирования процесса глушения прописаны различные аварийные ситуации и способы их предотвращения и ликвидации (Приложение Ж).

Ниже на примере вертикальной нефтескважины представлен математический алгоритм упрощенного гидравлического расчета процесса глушения методом прямой промывки с применением технологической жидкости на водной основе с учетом методик расчетов, представленных в работах [30, 31, 105, 144, 152, 180, 200, 296].

Необходимая плотность ЖГС рассчитывается по формуле (4.12):

$$\rho_{жгс} = \frac{P_{пл} \cdot (1 + K_{БР})}{g \cdot L_c}, \quad (4.12)$$

где $\rho_{жгс}$ – плотность ЖГС, кг/м³;

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па;

$K_{БР}$ – коэффициент безопасности работ;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

L_c – глубина скважины (по вертикали) определяется по формуле (4.13), м:

$$L_c = l_c \cdot \cos \alpha, \quad (4.13)$$

где l_c – длина скважины (по стволу), м;

α – средний зенитный угол ствола скважины, градус.

Расчет необходимого объема ЖГС определяется по формуле (4.14):

$$V_{\text{жгс}} = (V_{\text{эк}} - V_{\text{нкт}} - V_{\text{ш}}) \cdot (1 + K_3), \quad (4.14)$$

где K_3 – коэффициент запаса, учитывающий объем поглощения ЖГС пластом;

$V_{\text{эк}}$ – объем ЭК определяется по формуле (4.15), м³:

$$V_{\text{эк}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{эк}}^2}{4} \cdot l_{\text{с}}, \quad (4.15)$$

где $d_{\text{эк}}$ – внутренний диаметр ЭК, м.

$V_{\text{нкт}}$ – объем жидкости, вытесняемой НКТ, определяется по формуле (4.16), м³:

$$V_{\text{нкт}} = \frac{\pi \cdot (D_{\text{нкт}}^2 - d_{\text{нкт}}^2)}{4} \cdot L_{\text{сп}}, \quad (4.16)$$

где $D_{\text{нкт}}$ и $d_{\text{нкт}}$ – соответственно внешний и внутренний диаметры НКТ, м;

$L_{\text{сп}}$ – глубина спуска НКТ в скважину, м.

$V_{\text{ш}}$ – объем, вытесняемый металлом штанг глубинного насоса (при наличии), определяется по формуле (4.17), м³:

$$V_{\text{ш}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{шт.сп.}}^2}{4} \cdot L_{\text{ш}}, \quad (4.17)$$

где $d_{\text{шт.сп.}}$ – средневзвешенный диаметр штанг, м;

$L_{\text{ш}}$ – глубина спуска штанг в скважину, м.

Давление на устье (манифольде и затрубе), избыточное давление (противодавление) скважины до глушения (скважина закрыта) рассчитывается по формуле (4.18), Па:

$$P_y = P_m = P_{\text{затр}} = P_3 - P_2 = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{ф}} \cdot g \cdot L_{\text{с}}, \quad (4.18)$$

где $\rho_{\text{ф}}$ – плотность пластового флюида, кг/м³.

Давление на забое скважины перед ее глушением (скважина закрыта) рассчитывается по формуле (4.19):

$$P_3 = P_{\text{пл}} = P_y + \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot L_{\text{с}}, \quad (4.19)$$

где P_3 – гидростатическое давление столба жидкости, рассчитанное по вертикали, Па.

Потери давления на трение в НКТ $\Delta P_{\text{нкт}}$ для ньютоновской ЖГС при течении по трубам лифтовой колонны (НКТ) оцениваются по формуле (4.20) Дарси-Вейсбаха (Па):

$$\Delta P_{\text{нкт}} = \lambda \cdot \frac{8 \cdot L_{\text{сп}} \cdot q^2 \cdot \rho_{\text{ж}}}{\pi^2 \cdot d_{\text{нкт}}^5}. \quad (4.20)$$

Потери давления на трение в кольцевом пространстве (КП) $\Delta P_{\text{кп}}$ для ньютоновской ЖГС при течении по кольцевому пространству оцениваются по формуле (4.21) Дарси-Вейсбаха (Па):

$$\Delta P_{\text{кп}} = \lambda \cdot \frac{8 \cdot L_{\text{сп}} \cdot q^2 \cdot \rho_{\text{ж}}}{\pi^2 \cdot (d_{\text{эк}} - D_{\text{нкт}})^3 \cdot (d_{\text{эк}} + D_{\text{нкт}})^2}, \quad (4.21)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости (пластового флюида или водного раствора ЖГС), кг/м³;

v – скорость жидкости (пластового флюида или водного раствора ЖГС) в НКТ, м/с;

D_{Γ} – гидравлический диаметр, м.

Потери давления на трение в эксплуатационной колонне (ЭК) $\Delta P_{ЭК}$ для ньютоновской ЖГС при ее течении по ЭК оцениваются по формуле (4.22) Дарси-Вейсбаха (Па):

$$\Delta P_{ЭК} = \lambda \cdot \frac{8 \cdot (L_c - L_{сп}) \cdot q^2 \cdot \rho_{ж}}{\pi^2 \cdot d_{ЭК}^5}, \quad (4.22)$$

Для НКТ, полностью заполненной жидкостью: $D_{\Gamma} = d_{НКТ}$.

Для ЭК, полностью заполненной жидкостью: $D_{\Gamma} = d_{ЭК}$.

Для кольцевого (межтрубного) пространства гидравлический диаметр равен: $D_{\Gamma} = d_{ЭК} - D_{НКТ}$.

Для ламинарного течения (если $Re < 2320$ ($Re_{кр}$)) в гладких трубах с жёсткими стенками коэффициент потерь на трение по длине определяется по формуле (4.23) Пуазейля:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (4.23)$$

Для турбулентного течения (если $Re >$ или $= 2320$ ($Re_{кр}$)) существуют более сложные зависимости. Одна из наиболее часто используемых формул – это формула (4.24) Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}. \quad (4.24)$$

Формулу (4.24) рекомендуется использовать при числах Рейнольдса, изменяющихся в пределах от критического числа Рейнольдса ($Re_{кр}$) до значений $Re=10^5$. Формула (4.24) Блазиуса применяется для гидравлически гладких труб.

Для значений $Re = 10^5 - 10^6$ применяется формула (4.25) Никурадзе:

$$\lambda = 0,0032 + \frac{0,221}{Re^{0,237}}, \quad (4.25)$$

где число Рейнольдса для труб (НКТ или ЭК) определяется по формуле (4.26):

$$Re_{тр} = \frac{4 \cdot q \cdot \rho_{ж}}{\pi \cdot d_{НКТ/ЭК} \cdot \mu_{ж}}. \quad (4.26)$$

Число Рейнольдса для кольцевого пространства (между внешним диаметром НКТ и внутренним диаметром ЭК) определяется по формуле (4.27):

$$Re_{кп} = \frac{4 \cdot q \cdot \rho_{ж}}{\pi \cdot (d_{ЭК} + D_{НКТ}) \cdot \mu_{ж}}, \quad (4.27)$$

где $\rho_{ж}$ – плотность жидкости (флюида ($\rho_{ф}$) или водного раствора ЖГС ($\rho_{жссл}$)), $кг/м^3$;

$\mu_{ж}$ – динамическая вязкость жидкости (флюида ($\mu_{ф}$) или водного раствора ЖГС ($\mu_{жссл}$)), $Па \cdot с$;

q – объемный расход закачивания жидкости в лифтовую колонну (подача насосного агрегата), зависящая от выбранной скорости, $м^3/с$;

$d_{НКТ/ЭК}$ – внутренний диаметр НКТ или ЭК, м;

$D_{НКТ}$ – внешний диаметр НКТ, м.

Потерями давления в нагнетательной линии от насосного агрегата до фонтанной арматуры скважины можно пренебречь. Поэтому давление на насосном агрегате $P_A = P_{\text{буф}}$ (при прямой промывке).

Динамика изменения положения границы «ЖГС – флюид в НКТ» (высоты столба ЖГС в НКТ) в НКТ от подачи насоса (q) определяется по формуле (4.28) (м):

$$x_{\text{НКТ}}^i = \frac{4 \cdot q \cdot t_i}{\pi \cdot d_{\text{НКТ}}^2}, \quad (4.28)$$

где t_i – время закачки ЖГС в НКТ, с.

Динамика изменения положения границы «ЖГС – флюид в ЭК» (высоты столба ЖГС в ЭК от башмака НКТ до забоя скважины) в ЭК от подачи насоса (q) определяется по формуле (4.29) (м):

$$x_{\text{ЭК}}^i = \frac{4 \cdot q \cdot t_i}{\pi \cdot d_{\text{ЭК}}^2}, \quad (4.29)$$

где t_i – время закачки ЖГС в ЭК от башмака НКТ до забоя скважины, с.

Динамика изменения положения границы «ЖГС – флюид в КП» (высоты столба ЖГС в КП) в КП от подачи насоса (q) определяется по формуле (4.30) (м):

$$x_{\text{КП}}^i = \frac{4 \cdot q \cdot t_i}{\pi \cdot (d_{\text{ЭК}}^2 - D_{\text{НКТ}}^2)}, \quad (4.30)$$

где t_i – время закачки ЖГС в КП от устья до башмака НКТ, с.

В процессе глушения скважины методом прямой промывки фонтанной скважины на циркуляции при постоянном расходе насосного агрегата давление на устье скважины (при условии пренебрежения фильтрационными потерями в напорном коллекторе) будет меняться поэтапно согласно следующим зависимостям:

1. Заполнение ЖГС пространства НКТ от устья до башмака НКТ.

Давление на устье скважины будет меняться по зависимости (4.31) (окончание этапа происходит после достижения следующего накопленного объема закачки ЖГС: $V_{\text{жгс}} = V_{\text{нкт}}$) (МПа):

$$P_{\text{АП1}}^i = P_{\text{буф1}}^i = P_{\text{кол}} + (\rho_{\text{ф}} - \rho_{\text{жгс}}) \cdot x_{\text{НКТ}}^i \cdot g + \lambda_{\text{жгс}}^{\text{НКТ}} \cdot \frac{8 \cdot x_{\text{НКТ}}^i \cdot q^2 \cdot \rho_{\text{жгс}}}{\pi^2 \cdot d_{\text{НКТ}}^5} + \lambda_{\text{ф}}^{\text{НКТ}} \cdot \frac{8 \cdot (L_{\text{сп}} - x_{\text{НКТ}}^i) \cdot q^2 \cdot \rho_{\text{ф}}}{\pi^2 \cdot d_{\text{НКТ}}^5} + \lambda_{\text{ф}}^{\text{КП}} \cdot \frac{8 \cdot L_{\text{сп}} \cdot q^2 \cdot \rho_{\text{ф}}}{\pi^2 \cdot (d_{\text{ЭК}} - D_{\text{НКТ}})^3 \cdot (d_{\text{ЭК}} + D_{\text{НКТ}})^2} + 4,6 \cdot 10^5 \cdot \varphi^{-1,5} \cdot \frac{8 \cdot q^2 \cdot 1000}{\pi^2 \cdot d_{\text{отв}}^4} \quad (4.31)$$

где $\rho_{\text{ф}}$ – плотность пластового флюида, кг/м³;

$P_{\text{кол}}$ – давление в коллекторе (выкидной линии), Па;

φ – степень открытия дроссельной задвижки (100% – задвижка полностью открыта), %;

$d_{\text{отв}}$ – внутренний диаметр отвода фонтанной арматуры, м.

Забойное давление при этом будет меняться по зависимости (4.32):

$$P_{3П1}^i = P_{\text{кол}} + \rho_{\phi} \cdot L_c \cdot g + \lambda_{\phi}^{\text{кп}} \cdot \frac{8 \cdot L_{\text{сп}} \cdot q^2 \cdot \rho_{\phi}}{\pi^2 \cdot (d_{\text{ЭК}} - D_{\text{НКТ}})^3 \cdot (d_{\text{ЭК}} + D_{\text{НКТ}})^2} + 4,6 \cdot 10^5 \cdot \varphi^{-1,5} \cdot \frac{8 \cdot q^2 \cdot 1000}{\pi^2 \cdot d_{\text{отв}}^4}. \quad (4.32)$$

2. При заполнении ЖГС пространства ЭК от башмака НКТ до забоя давление на устье скважины будет меняться по зависимости (4.33) (окончание этапа происходит после достижения следующего накопленного объема закачки ЖГС: $V_{\text{жгс}} = V_{\text{нкт}} + V_{\text{эк}}$ (под башмаком НКТ)):

$$P_{\text{АП2}}^i = P_{\text{буф2}}^i = P_{\text{кол}} + (\rho_{\phi} - \rho_{\text{жгс}}) \cdot L_{\text{сп}} \cdot g - \rho_{\text{жгс}} \cdot x_{\text{ЭК}}^i \cdot g - \rho_{\phi} \cdot (L_c - L_{\text{сп}} - x_{\text{ЭК}}^i) \cdot g + \lambda_{\text{жгс}}^{\text{нкт}} \cdot \frac{8 \cdot L_{\text{сп}} \cdot q^2 \cdot \rho_{\text{жгс}}}{\pi^2 \cdot d_{\text{нкт}}^5} + \lambda_{\text{жгс}}^{\text{эк}} \cdot \frac{8 \cdot x_{\text{ЭК}}^i \cdot q^2 \cdot \rho_{\text{жгс}}}{\pi^2 \cdot d_{\text{эк}}^5} + \lambda_{\phi}^{\text{кп}} \cdot \frac{8 \cdot L_{\text{сп}} \cdot q^2 \cdot \rho_{\phi}}{\pi^2 \cdot (d_{\text{ЭК}} - D_{\text{НКТ}})^3 \cdot (d_{\text{ЭК}} + D_{\text{НКТ}})^2} + 4,6 \cdot 10^5 \cdot \varphi^{-1,5} \cdot \frac{8 \cdot q^2 \cdot 1000}{\pi^2 \cdot d_{\text{отв}}^4} \quad (4.33)$$

Забойное давление при этом будет меняться по зависимости (4.34):

$$P_{3П2}^i = P_{3П1}^i. \quad (4.34)$$

3. При заполнении ЖГС кольцевого пространства от башмака НКТ до устья давление на устье скважины будет меняться по зависимости (4.35) (окончание этапа происходит после достижения следующего накопленного объема закачки ЖГС: $V_{\text{жгс}} = V_{\text{нкт}} + V_{\text{эк}}$ (под башмаком НКТ) + $V_{\text{кп}}$):

$$P_{\text{АП3}}^i = P_{\text{буф3}}^i = P_{\text{кол}} - \rho_{\text{жгс}} \cdot L_{\text{сп}} \cdot g + \rho_{\text{жгс}} \cdot x_{\text{кп}}^i \cdot g + \rho_{\phi} \cdot (L_{\text{сп}} - x_{\text{кп}}^i) \cdot g + \lambda_{\text{жгс}}^{\text{нкт}} \cdot \frac{8 \cdot L_{\text{сп}} \cdot q^2 \cdot \rho_{\text{жгс}}}{\pi^2 \cdot d_{\text{нкт}}^5} + \lambda_{\text{жгс}}^{\text{кп}} \cdot \frac{8 \cdot x_{\text{кп}}^i \cdot q^2 \cdot \rho_{\text{жгс}}}{\pi^2 \cdot (d_{\text{ЭК}} - D_{\text{НКТ}})^3 \cdot (d_{\text{ЭК}} + D_{\text{НКТ}})^2} + \lambda_{\phi}^{\text{кп}} \cdot \frac{8 \cdot (L_{\text{сп}} - x_{\text{кп}}^i) \cdot q^2 \cdot \rho_{\phi}}{\pi^2 \cdot (d_{\text{ЭК}} - D_{\text{НКТ}})^3 \cdot (d_{\text{ЭК}} + D_{\text{НКТ}})^2} + 4,6 \cdot 10^5 \cdot \varphi^{-1,5} \cdot \frac{8 \cdot q^2 \cdot 1000}{\pi^2 \cdot d_{\text{отв}}^4} \quad (4.35)$$

Забойное давление при этом будет меняться по зависимости (4.36):

$$P_{3П3}^i = P_{\text{кол}} + \rho_{\text{жгс}} \cdot g \cdot (L_c - L_{\text{сп}}) + \rho_{\text{жгс}} \cdot x_{\text{кп}}^i \cdot g + \rho_{\phi} \cdot (L_{\text{сп}} - x_{\text{кп}}^i) \cdot g + \lambda_{\text{жгс}}^{\text{нкт}} \cdot \frac{8 \cdot x_{\text{кп}}^i \cdot q^2 \cdot \rho_{\text{жгс}}}{\pi^2 \cdot (d_{\text{ЭК}} - D_{\text{НКТ}})^3 \cdot (d_{\text{ЭК}} + D_{\text{НКТ}})^2} + \lambda_{\phi}^{\text{кп}} \cdot \frac{8 \cdot (L_{\text{сп}} - x_{\text{кп}}^i) \cdot q^2 \cdot \rho_{\phi}}{\pi^2 \cdot (d_{\text{ЭК}} - D_{\text{НКТ}})^3 \cdot (d_{\text{ЭК}} + D_{\text{НКТ}})^2} + 4,6 \cdot 10^5 \cdot \varphi^{-1,5} \cdot \frac{8 \cdot q^2 \cdot 1000}{\pi^2 \cdot d_{\text{отв}}^4}. \quad (4.36)$$

Давление на устье (манифольде и затрубье) скважины после завершения глушения (после техотстоя и разрядки) рассчитывается по формуле, исходя из величины заданной до глушения плотности ЖГС, по формуле (4.37):

$$P_{\text{у}} = P_{\text{м}} = P_{\text{затр}} = P_{\text{пл}} - (\rho_{\text{жгс}} \cdot g \cdot L_c) \quad (4.37)$$

Уровень ЖГС (от забоя до устья) в скважине (исходя из величины заданного до глушения объема ЖГС) рассчитывается по формуле (4.38):

$$h_{\text{жгс}} = \frac{4 \cdot V_{\text{жгс}}}{\pi \cdot d_{\text{ЭК}}^2} \quad (4.38)$$

Давление на забое скважины после ее глушения (после технического отстоя и разрядки) рассчитывается по формуле (4.39):

$$P_{\text{з}} = P_{\text{у}} + \rho_{\text{жгс}} \cdot g \cdot h_{\text{жгс}} \quad (4.39)$$

Накопленный объем закачиваемой в скважину ЖГС определяется по формуле:

$$V_{\text{нак}} = \sum q_i \cdot t_i \quad (4.40)$$

Блок-схема упрощенного математического алгоритма описания технологического процесса глушения фонтанной скважины методом прямой промывки представлена на рисунке 4.7.

При глушении добывающих скважин в осложненных условиях их эксплуатации возникает необходимость применения блокирующих составов с неньютоновскими свойствами, обладающих повышенной вязкостью, что влияет на процесс их закачки в скважину (повышенные значения потерь давления на трение) и величину забойного давления (при необходимости продавливания БС в ПЗП). В связи с этим возникает необходимость контроля величины забойного давления в процессе глушения скважины с целью предотвращения ГРП, либо раскрытия трещин в условиях трещинных пород-коллекторов.

В связи с этим была разработана методика расчета и последующего контроля основных технологических параметров закачки полимерных блокирующих составов в скважину в процессе ее глушения с использованием результатов лабораторных реологических исследований [160, 263].

Методология расчета заключается в следующем [160, 263]:

1. По результатам реологических исследований полимерного блокирующего состава, проведенных по методике, описанной в разделе 3.1.4 (построение кривой вязкости и кривой течения, оценка начального напряжения сдвига (статического предела текучести)) осуществляется выбор реологической модели (из перечня моделей, представленных в таблице 4.1), наиболее точно описывающей кривую течения или кривую вязкости БПС по значению коэффициента детерминации R^2 , максимально близкого к единице.

2. Осуществляется определение реологических характеристик, входящих в уравнения реологических моделей: пластической вязкости; предела текучести; конечной вязкости; ньютоновской (начальной) вязкости; максимального напряжения сдвига при измерении; фактора консистенции; показателя текучести).

3. Производится расчет технологических параметров закачки полимерного состава в скважину: потерь давления на трение с учетом коэффициентов гидравлического сопротивления при течении вязкоупругих жидкостей; забойного давления для прямого и обратного способов закачки жидкости в скважину; эффективной вязкости полимерного раствора при его движении по различным элементам конструкции скважины; общего объема глушения; времени заполнения скважины.

4. На завершающем этапе выполняется расчет параметров гидравлического разрыва пласта: давления разрыва пласта; минимального горизонтального напряжения; критической вязкости раствора для заданных значений расхода насоса, при которой может произойти разрыв пласта.

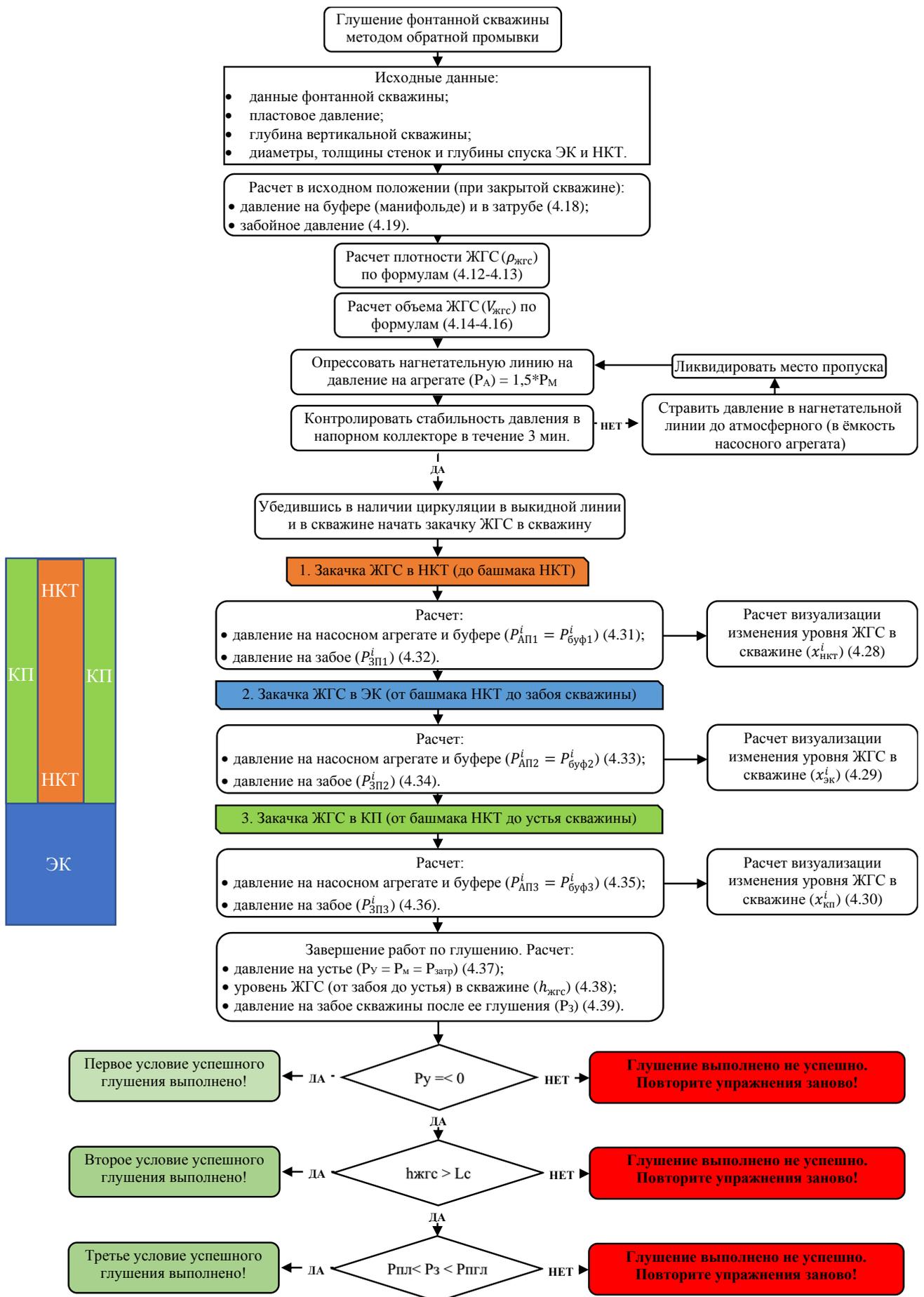


Рисунок 4.7 – Блок-схема упрощенного математического алгоритма описания технологического процесса глушения фонтанной скважины методом прямой промывки

Поиск значений реологических характеристик проходит в несколько этапов. На первом этапе проводится линейный регрессионный анализ значений вязкости и напряжений сдвига, полученных в результате проведенных реологических исследований. Результатом такого анализа является зависимость вида $y=a+b \cdot x$. Оценка параметров данного уравнения регрессии осуществляется методом наименьших квадратов [195]. При этом, согласно уравнению Шведова – Бингама (смотреть таблицу 4.1), полученному значению коэффициента a соответствует значение предела текучести τ_0 , а значению коэффициента b – пластическая вязкость μ_p . Начальная вязкость μ_0 определяется как наибольшее значение вязкости раствора, полученное в результате проведенных исследований, и оно соответствует пределу текучести τ_0 . В тоже время минимальному значению вязкости раствора (при $\gamma \rightarrow \infty$) соответствует конечная вязкость μ_∞ . На основании полученных значений начальной и конечной вязкости выполняется расчет по формуле (4.41) [160, 263]:

$$\mu_{mid} = \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{2} + \mu_\infty \quad (4.41)$$

Максимальное напряжение сдвига при измерении τ_m соответствует значению вязкости, полученному по формуле (4.41), и может быть найдено из сводной таблицы результатов исследований [305].

На следующем этапе выполняется поиск значений фактора консистенции k и показателя текучести n . А именно, по полученным значениям вязкости и напряжения сдвига строится степенная зависимость вида $y=a \cdot x^b$. Оценка параметров данной степенной регрессии также осуществляется с помощью метода наименьших квадратов [195]. Значению коэффициента a соответствует фактор консистенции k , а коэффициенту b – показатель текучести, согласно уравнению Оствальда – де Вале (смотреть таблицу 4.1) [160, 263].

Забойное давление при закачке БС в скважину рассчитывается исходя из значений давления на устье, гидростатического давления и потерь давления на трение по формуле (4.42):

$$P_z = P_y + \rho_{сж} \cdot g \cdot L - \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2} \cdot \rho_{бс}, \quad (4.42)$$

где P_y – устьевое давление, Па;

$\rho_{сж}$ – плотность скважинной жидкости, кг/м³;

$\rho_{бс}$ – плотность блокирующего состава, кг/м³;

L – глубина скважины, м;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

d – внутренний диаметр колонны НКТ, м;

w – скорость течения технологической жидкости по НКТ, м/с.

Использование стандартных методов расчета потерь давления на трение может привести к ошибке ввиду их неприменимости для условий течения вязко-пластических жидкостей по

трубам. Наиболее правильным способом расчета гидравлических потерь следует считать методику, учитывающую свойства жидкостей и характер их течения. Именно поэтому на основании числа Рейнольдса подбирается метод расчета коэффициента гидравлического сопротивления в зависимости от места течения жидкости (в НКТ, КП и ЭК – интервале скважины от глубины спуска НКТ до забоя) [160, 263].

Рекомендуется использовать методы расчета коэффициента гидравлического сопротивления в трубах, представленные в таблице 4.2 [160, 263].

Таблица 4.2 – Методы расчета коэффициента гидравлического сопротивления при течении вязко-пластических жидкостей по трубам [29, 52,51, 52, 160, 180, 263, 296]

Авторы метода	Формула расчета коэффициента гидравлического сопротивления
Р.И. Шищенко и А.Х. Мирзаджанзаде	При $Re' = 80 \div 1000$: $\lambda = \frac{32}{Re'}$ При $Re' = 1000 \div 2300$: $\lambda = \frac{0,13}{\sqrt[6]{Re'}}$, где $Re' = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\mu}$
Р.И. Шищенко и К.А. Ибатулов	При $Re' = 2300 \div 40000$: $\lambda = \frac{0,075}{\sqrt[8]{Re'}}$ При $Re' > 40000$: $\lambda = 0,02 = const$, где $Re' = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\mu}$
Б.С. Филатов	При $Re' \geq 2800 \div 4000$: $\lambda = 0,017 \div 0,025$, где $Re' = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\mu_p \cdot \left(1 + \frac{\tau_0 \cdot d}{6 \cdot \mu_p \cdot v}\right)}$
Б.И. Мительман	При $Re' < 2000 \div 3000$: $\lambda = \frac{64}{Re'}$ При $Re' > 2000 \div 3000$: $\lambda = \frac{0,08}{\sqrt[7]{Re'}}$, где $Re' = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\mu_p \cdot \left(1 + \frac{\tau_0 \cdot d}{6 \cdot \mu_p \cdot v}\right)}$ Для кольцевого пространства: При $Re' < 1600$: $\lambda = \frac{80}{Re'}$ При $Re' \geq 1600 \div 2000$: $\lambda = \frac{0,012}{\sqrt[7]{Re'}}$, где $Re' = \frac{v \cdot (D - d') \cdot \rho}{\mu_p \cdot \left(1 + \frac{\tau_0 \cdot (D - d')}{6 \cdot \mu_p \cdot v}\right)}$

Продолжение таблицы 4.2

Авторы метода	Формула расчета коэффициента гидравлического сопротивления
А. Метцнер и Дж. Рид	При $Re' < 2100$: $\lambda = \frac{64}{Re'}$ При $Re' > 2100$: $\lambda = c \cdot (Re')^{-m}$, где $Re' = \frac{v^{2-n} \cdot d^n \cdot \rho}{\frac{k}{8} \cdot \left(\frac{6 \cdot n + 2}{n}\right)^n}$
Е.М. Соловьев	Для кольцевого пространства: При $Re' < 1600$: $\lambda = \frac{64}{Re'}$ При $Re' \geq 1600 \div 2000$: $\lambda = 0,014 \div 0,019$, где $Re' = \frac{v \cdot d_{экв} \cdot \rho}{\mu_p \cdot \left(1 + \frac{\tau_0 \cdot (D - d')}{\mu_p \cdot v} \cdot \psi\right)}$, $\psi = \frac{D^2 + D \cdot d' + d'^2}{3 \cdot (D^2 - d'^2)^2} - \frac{1}{2 \cdot \ln \frac{D}{d'}}$, $d_{экв} = 2 \cdot \sqrt{D^2 + d'^2 + \frac{D^2 - d'^2}{\ln \frac{D}{d'}}}$
Примечание: λ – коэффициент гидравлического сопротивления; Re' – обобщенный критерий Рейнольдса; c, m – коэффициенты, зависящие от эффективной вязкости жидкости; v – средняя скорость течения; d – внутренний диаметр трубопровода; d' – внешний диаметр трубопровода; D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны; ρ – плотность жидкости.	

Для предотвращения авто-ГРП в процессе глушения скважины необходимо осуществлять контроль за забойным давлением, величина которого не должна превышать расчетного значения давления гидроразрыва пласта, которое согласно [351] определяется по формуле (4.43) [160, 263]:

$$P_{разр} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p + T, \quad (4.43)$$

где T – предел прочности горной породы при одноосном растяжении, Па,

P_p – поровое давление, Па,

σ_h – минимальное горизонтальное напряжение, Па,

σ_H – максимальное горизонтальное напряжение, Па.

Значения горизонтальных напряжений рассчитываются по формулам (4.44) и (4.45) [360]:

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \sigma_V - \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \alpha \cdot P_p + \alpha \cdot P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \cdot \varepsilon_H + \frac{\nu \cdot E}{1-\nu^2} \cdot \varepsilon_h, \quad (4.44)$$

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \sigma_V - \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \alpha \cdot P_p + \alpha \cdot P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \cdot \varepsilon_h + \frac{\nu \cdot E}{1-\nu^2} \cdot \varepsilon_H, \quad (4.45)$$

где ν – коэффициент Пуассона, д.ед.;

E – модуль Юнга, ГПа;

σ_V – вертикальное напряжение, МПа;

α – коэффициент Био, д.ед.;

ε_H и ε_h – значения максимальных и минимальных деформаций, соответственно, д.ед.

Вязкость раствора, при которой может произойти гидроразрыв пласта, определяется по формуле (4.46) [199]:

$$\frac{P_{разр}}{P_z} \cdot \left(\frac{P_{разр}}{P_z} - 1 \right)^3 = 5,25 \cdot \frac{1}{(1-\nu)^2} \cdot \left(\frac{E}{P_z} \right)^2 \cdot \frac{Q \cdot \mu}{P_z}, \quad (4.46)$$

где P_z – горизонтальная составляющая горного давления, Па;

Q – расход жидкости, м³/с,

μ – эффективная вязкость жидкости, Па·с.

С помощью полученного значения вязкости раствора на основе данных лабораторных реологических исследований определяются допустимые концентрации компонентов полимерного состава для обеспечения эффективного глушения скважины [160, 263].

На основе данного метода была разработана и запатентована программа ЭВМ «Программа для расчета технологических параметров закачки жидкости в скважину на основе реологических данных» (Приложение Г), описание которой представлено в разделе 4.4.3. Данная программа позволяет специалисту в процессе планирования операции глушения скважины значительно сократить время на получение информации об основных параметрах процесса закачки технологической жидкости в скважину и, при необходимости, скорректировать рецептуру используемого блокирующего состава [160, 263].

4.2 Математическая модель фильтрации технологической жидкости в призабойную зону пласта с трещинно-поровым типом коллектора

4.2.1 Анализ особенностей фильтрации жидкости в трещинно-поровом коллекторе

В настоящее время существует множество работ [9, 10, 11, 20, 21, 22, 27, 118, 122, 143, 300, 292, 297, 357], посвященных изучению особенностей разработки месторождений углеводородов с трещинно-поровым коллектором. Особое внимание в данном случае уделяется изучению механизмов фильтрации пластового флюида в данном коллекторе, а также математическому

моделированию процессов, происходящих в пласте. Все эти исследования весьма актуальны в условиях того, что карбонатные породы содержат более половины мировых запасов нефти.

В тоже время исследователи не уделяют должного внимания изучению процессов фильтрации блокирующих составов в ПЗП при глушении скважин, несмотря на то что этот вид подготовительных работ перед ремонтом скважин производится довольно часто (в среднем 1 ремонт в 1,0-1,5 года). В научной литературе практически не встречаются работы, посвященные особенностям взаимодействия блокирующих составов, применяемых при глушении скважин в осложненных условиях эксплуатации, с трещинно-поровым коллектором, особенно в условиях аномально низких пластовых давлений и высокого газового фактора.

Между тем в практике глушения скважин на нефтегазоконденсатных месторождениях с карбонатным типом коллектора приходится все чаще сталкиваться с такими проблемами, как поглощения технологических жидкостей пластом и прорыв из него углеводородного газа после глушения скважины. Также при проектировании процесса глушения скважины возникают сложности с расчетом объемов, закачиваемых в скважину и частично продавливаемых в ПЗП блокирующих составов. При этом отсутствуют методики прогноза изменения устьевого и забойного давления при глушении скважин в условиях трещинных карбонатных коллекторов.

Анализ литературы показал, что существуют различные виды численных моделей пластов. Проведенный Дуркиным С.М. в работе [90] анализ свидетельствует о следующем: «Как правило, в нефтяной промышленности численные модели пластов используются для анализа всего пласта, а не скважины. Свойственная гибкость скважинных численных моделей позволяет инженеру преодолеть сложные реальные ситуации. Именно эта универсальность делает численное моделирование и компьютерные методы ценными инструментами при исследовании скважин Тем более для скважин, вскрывших неоднородные пласты нефти и газа». В связи с этим применение численных методов моделирования процессов глушения нефтяных скважин, вскрывших карбонатные трещинно-поровые коллектора, является актуальным для системы «скважина – ПЗП с трещинно-поровым типом коллектора».

Основными характеристиками карбонатных пород-коллекторов являются трещиноватость и кавернозность [297]. Трещины в горных породах формируются в основном из-за деформационных явлений при изменении напряжений, возникающих в результате воздействия механических нагрузок различной природы, а также тектонических подвижек и процессов осадконакопления. Раскрытость трещин варьируется в очень широких диапазонах и может изменяться от долей миллиметра до 1 см и более [38, 90, 133].

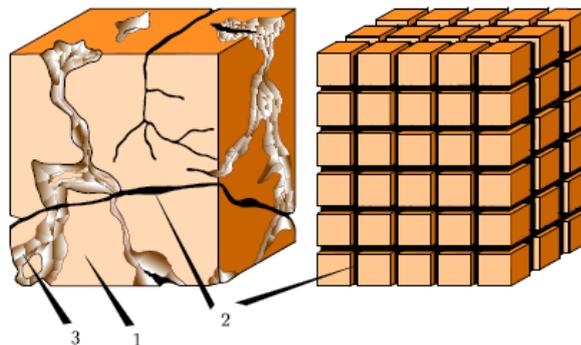
На сегодняшний день не существует единой классификации карбонатных трещинных коллекторов. Многие исследователи за основу принимают классификацию, разработанную во Всероссийском нефтяном научно-исследовательском геологоразведочном институте (ВНИГРИ)

под руководством Е.М. Смехова (таблица 4.3). Также геологи ссылаются и на классификацию К.И. Багринцевой [21, 22], а технологи-разработчики используют классификацию В.Д. Викторина [64, 90, 118].

В процессе фильтрации флюидов в коллекторах трещинно-порового типа необходимо учитывать их связь между низкопроницаемыми порами и сетью естественных трещин [26]. Для исследования системы такого характера, как правило, используется модель Уоррена-Рута [64]. В предлагаемой модели поровый коллектор (в дальнейшем матрица) схематизируется одинаковыми прямоугольными параллелепипедами (рисунок 4.8), которые обладают высокой пористостью и низкой проницаемостью. Низкопроницаемая матрица разделена сетью естественных трещин, которые обладают высокой проницаемостью и низкой пористостью. Считается, что движение жидкости в карбонатном коллекторе осуществляется по системе трещин, а матрица является емкостью, которая непрерывно питает всю сеть естественных трещин. Перераспределение флюида между матрицей и трещинами зависит от формы и размеров блоков матрицы, чем блоки меньше, тем легче осуществляется переток флюида между ними. В моделях двойной пористости матрица и трещины имеют индивидуальные свойства и характеризуются собственными значениями проницаемости, сжимаемости и пористости [38].

Таблица 4.3 – Классификация трещинных карбонатных коллекторов ВНИГРИ [122]

Тип коллектора		Роль матрицы	Роль трещин
I	Поровый	m_M – высокая, k_M – высокая, представляет емкость и каналы фильтрации коллектора	Дополнительную емкость не представляют и проницаемость не повышают
II	Трещинно-поровый	m_M – высокая, k_M – низкая, но обеспечивающая рентабельные дебиты	Повышают общую проницаемость
IIIa	-	m_M – высокая, k_M – низкая	Являются каналами фильтрации
III	Порово-трещинный	m_M – от низкой до высокой, k_M – низкая	Являются каналами фильтрации
IV	Трещинный	m_M – очень низкая, k_M – очень низкая	Являются емкостью и каналами фильтрации



1 – матрица; 2 – микротрещина; 3 – измененная часть породы с кавернами и макротрещинами.

Рисунок 4.8 – Модель трещинно-кавернозного коллектора [38, 90]

В данном случае обе среды (система трещин и пористых блоков) рассматриваются как две сплошные среды, вложенные одна в другую, причем параметры среды и движения флюида определяются в каждой точке пласта. Уравнения сохранения массы и уравнения движения описываются независимо для каждой среды. Переток флюидов из одной среды в другую учитывается введением функции «источника – стока» в уравнения сохранения массы [90].

По данным исследования Дуркина С.М. [90]: «В математическом моделировании неоднородных залежей выделяют три основных направления развития, связанных с движением флюида в двойной среде:

1. Моделирование фильтрационных течений в резко-неоднородных по коллекторским свойствам пластах.
2. Использование слоистых моделей пласта.
3. Развитие континуального подхода (идея вложенных сред).».

В трещинно-поровых коллекторах поровая структура породы пласта достаточно сложна. Наиболее распространенным для описания фильтрации в трещинно-поровых коллекторах является континуальный подход (условие непрерывности), исходя из которого Г.И. Баренблаттом, Ю.П. Желтовым и И.Н. Кочиной (1960) [26, 28] были сформулированы уравнения течения жидкости [90].

Также по данным Дуркина С.М. [90]: «Немаловажным обстоятельством является использование определенного закона фильтрации. В статье [140] обосновано использование нелинейных законов фильтрации в трещиноватых коллекторах, так как система двойной среды накладывает дополнительные фильтрационные сопротивления и инерционные эффекты при движении флюида. Таким образом, отклонения от линейного закона фильтрации должны учитываться при расчетах фильтрационных сопротивлений и фильтрационно-емкостных параметров. ... Аналитические решения уравнений фильтрации могут быть получены только в особых, наиболее простых случаях: прямолинейно-параллельном и плоскорадиальном (редко в двухфазном) течении при значительных упрощениях. Более сложные задачи допускают лишь численные решения.».

4.2.2 Численное моделирование процесса фильтрации неньютоновских жидкостей и флюидов в призабойной зоне пласта с трещинно-поровым типом коллектора

Для описания механизма фильтрации жидкости в продуктивном пласте используются уравнения математической физики, одним из которых является уравнение неразрывности (4.47) [31, 90, 315]:

$$\frac{\partial(m \cdot \rho)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \cdot v) = 0, \quad (4.47)$$

где m – пористость горной породы, д.ед.;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

v – скорость фильтрации жидкости, м/с;

t – время, с.

Скорость фильтрации жидкости, согласно закону Дарси, выражается соотношением (4.48):

$$v = -\frac{k}{\mu}(\text{grad}P), \quad (4.48)$$

где k – коэффициент абсолютной проницаемости горной породы, м²;

$\mu_{\text{ж}}$ – динамическая вязкость жидкости, Па·с;

$\text{grad}P$ – перепад давления, Па/м.

Уравнения (4.47) и (4.48) образуют систему уравнений. В данном случае система является незамкнутой. Для того, чтобы замкнуть систему, необходимо к ней добавить уравнения (4.49), определяющие свойства каждой залежи [90, 315]:

$$\rho = \rho(P), m = m(P), k = k(P), \mu = \mu(P). \quad (4.49)$$

Трехмерная математическая модель, описывающая закачивание жидкости в призабойную зону скважины с горизонтальным окончанием, вскрывшим трещинно-поровый тип коллектора

Для описания данных условий используется уравнение (4.50) баланса масс для ячейки [315]:

$$\frac{M_{ijk}^{t+1} - M_{ijk}^t}{\Delta t} = \sum_{n=1}^{n=N} q_{ijk,n} - q_{ijk,c}, \quad (4.50)$$

где M_{ijk}^{t+1} – масса фазы жидкости в ячейке модели пласта для следующего временного шага, кг;

M_{ijk}^t – масса фазы жидкости в ячейке модели пласта для текущего временного шага, кг;

$q_{ijk,c}$ – параметр «источника – стока», определяющий влияние скважины, кг/с;

$q_{ijk,n=1,N}$ – массовый приток/отток фазы жидкости в данную ячейку из соседней ячейки, кг/с;

Δt – временной шаг, с.

Принципиальная схема перетоков жидкости представлена на рисунке 4.9. Для данной постановки задачи в общем случае у каждой ячейки имеется 6 соседних ячеек.

При многофазной фильтрации уравнение баланса масс записывается для каждой фазы. Массу каждой фазы в ячейке модели пласта можно определить по формуле (4.51) [315]:

$$M_{ijk} = \rho_{\text{ф}} \cdot V_{\text{г}} \cdot m \cdot S_{\text{ф}}, \quad (4.51)$$

где $\rho_{\text{ф}}$ – плотность данной фазы жидкости в заданной ячейке, кг/м³;

$V_{\text{г}}$ – геометрический объем заданной ячейки, м³;

m – эффективная пористость в заданной ячейке, д.ед.;

S_{ϕ} – насыщенность ячейки модели пласта данной фазой жидкости, д.ед.

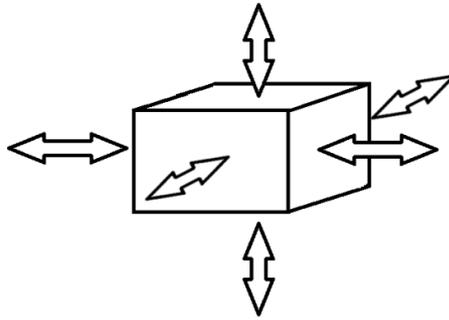


Рисунок 4.9 – Принципиальная схема перетоков жидкости, граничащих с ячейкой

Для прямоугольных ячеек геометрический объем пласта определяется по формуле (4.52) [315]:

$$V_r = \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z, \quad (4.52)$$

где Δx – длина ячейки, м;

Δy – ширина ячейки, м;

Δz – высота ячейки, м.

Пористость породы (4.53) и плотность фазы жидкости (4.54) в ячейке являются функцией от текущего в ней давления:

$$m = f(P), \quad (4.53)$$

$$\rho_{\phi} = f(P). \quad (4.54)$$

Приток (или отток) фазы жидкости из (или в) соседней ячейки определяется по формуле (4.55):

$$q_{ijk,n} = v_{\phi} \cdot A \cdot \rho_{\phi} \quad (4.55)$$

где v_{ϕ} – линейная скорость фильтрации фазы жидкости через границу ячейки, м/с;

A – площадь границы фильтрации между ячейками, м².

Для данной постановки задачи при фильтрации в пласте неньютоновской жидкости по модели Гершеля-Балкли скорость фильтрации будет иметь нелинейную зависимость от градиента давления и может быть определена по формуле (4.56) [319]:

$$v_{\text{ж}} = - \frac{k \cdot k_{\text{оф}}}{\mu_{\text{фэф}}} (\text{grad}P), \quad (4.56)$$

где k – коэффициент абсолютной проницаемости, м²;

$k_{\text{оф}}$ – относительная фазовая проницаемость, д.ед.;

$\mu_{\text{эф}}$ – эффективная вязкость фазы жидкости, Па·с.

Эффективная вязкость жидкости определяется по формуле (4.57) [319]:

$$\mu_{\text{эф}} = H \cdot \left(\frac{3n + 1}{4n} \right)^n \left(\frac{k \cdot m}{2} \right)^{\frac{1-n}{2}}, \quad (4.57)$$

где n – показатель поведения жидкости, д.ед.;

H – коэффициент густоты потока, Па · с ^{n} .

При $n = 1$ модель преобразуется в модель фильтрации ньютоновской жидкости, а уравнение скорости фильтрации (4.56) преобразуется в закон Дарси.

Градиент давления рассчитывается по формуле (4.58) [235, 319]:

$$\text{grad}P = 2 \frac{P_{\text{пр}} - P_{\text{пр}_n}}{\Delta l - \Delta l_n} \quad (4.58)$$

где $P_{\text{пр}}$ – приведенное давление в текущей ячейке, Па;

$P_{\text{пр}_n}$ – приведенное давление в соседней ячейке, Па;

Δl , Δl_n – размер текущей и соседней ячейки, соответственно, в текущем направлении фильтрации (Δx – для фильтрации в направлении оси x , Δy – для фильтрации в направлении оси y , Δz – для фильтрации в направлении оси z), м.

Приведенное давление рассчитывается, как давление, пересчитанное на определенную глубину по формуле (4.59) [235, 319]:

$$P_{\text{пр}} = P - \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot \Delta h, \quad (4.59)$$

где P – давление в текущей ячейке, Па;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

Δh – вертикальное расстояние от центра ячейки до приведенной глубины, м.

В формуле (4.56) проницаемость, используемая в расчете скорости фильтрации жидкости, рассчитывается как среднее гармоническое взвешенное между проницаемостями у текущей и соседней ячейках с соответствующим направлением фильтрации по формуле (4.60) [319]:

$$k_{\text{ср}} = \frac{\Delta l + \Delta l_n}{\frac{\Delta l}{k} + \frac{\Delta l_n}{k_n}}, \quad (4.60)$$

где k , k_n – коэффициент абсолютной проницаемости текущей и соседней ячейки в соответствующем направлении фильтрации, м².

Также стоит заметить, что относительная фазовая проницаемость породы в формуле (4.56), а также плотность фазы жидкости в формуле (4.55) выбираются исходя из направления потока (4.61) [319]:

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{\text{оф.ср}} = k_{\text{оф}} \\ \rho_{\text{ф.ср}} = \rho_{\text{ф}} \\ \mu_{\text{ф.ср}} = \mu_{\text{ф}} \end{array} \right., \text{ при } P_{\text{пр}} \geq P_{\text{пр}n}, \quad (4.61)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{\text{оф.ср}} = k_{\text{оф}n} \\ \rho_{\text{ф.ср}} = \rho_{\text{ф}n} \\ \mu_{\text{ф.ср}} = \mu_{\text{ф}n} \end{array} \right., \text{ при } P_{\text{пр}} < P_{\text{пр}n}$$

где $P_{\text{пр}}$, $P_{\text{пр}n}$ – приведенное давление в текущей и соседней ячейках, соответственно, Па;
 $\rho_{\text{ф}}$, ρ_n – плотность фазы жидкости в текущей и соседней ячейках, соответственно, кг/м³;
 $\mu_{\text{ф}}$, $\mu_{\text{ф}n}$ – динамическая вязкость фазы жидкости в текущей и соседней ячейках, соответственно, Па·с.

Дебит скважины в общем виде можно описать по формуле (4.62):

$$Q = K_{\text{пр}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_3), \quad (4.62)$$

где Q – дебит или приемистость скважины, м³/с;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент продуктивности скважины, м³/(Па·с);

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па;

P_3 – забойное давление в скважине, Па.

Для вертикальной скважины коэффициент продуктивности скважины можно выразить через уравнение Дюпюи (4.63):

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{\text{пл}} - P_3)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}, \quad (4.63)$$

где h – эффективная толщина пласта, м;

R_k – радиус контура питания скважины, м;

r_c – радиус скважины, м.

При фильтрации неньютоновской жидкости по степенному закону (по модели Оствальда – де Вале) формула (4.63) примет вид формулы (4.64):

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu_{\text{эфф}}} \left(\frac{P_{\text{пл}} - P_3}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} - G \right), \quad (4.64)$$

Формулу (4.64) можно применить для заданных условий модели с помощью следующих преобразований:

1. Толщина пласта равна высоте ячейки (4.65):

$$h = \Delta z. \quad (4.65)$$

2. Радиус контура питания скважины, если она пересекает центр ячейки, можно определить для ячейки с помощью формулы Писмана (4.66) [319]:

$$R_k = 0,2 \cdot \sqrt{\Delta x \cdot \Delta y}. \quad (4.66)$$

3. В качестве пластового давления используется приведенное давление в ячейке (4.67):

$$P_{пл} = P_{пр}. \quad (4.67)$$

4. Проницаемость породы является средним геометрическим между проницаемостью по осям x и y (4.68):

$$k = \sqrt{k_x \cdot k_y}. \quad (4.68)$$

Данные выражения также можно использовать и для скважин с горизонтальным окончанием, при введении допущения того, что траектория скважины в рассматриваемой области сонаправлена с одной из горизонтальных осей и пересекает центр ячейки.

К примеру, если траектория скважины сонаправлена с осью y , то формулы (4.65) – (4.68) будут иметь вид формул (4.69) – (4.71):

$$h = \Delta y, \quad (4.69)$$

$$R_k = 0,2 \cdot \sqrt{\Delta x \cdot \Delta z}, \quad (4.70)$$

$$k = \sqrt{k_x \cdot k_z}. \quad (4.71)$$

В случае, если интервал перфорации или открытый ствол скважины пересекает несколько ячеек, то учет влияния скважины происходит по формуле (4.72) [319]:

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i = \sum_{i=1}^n \left(K_{пр.i} \cdot (P_{пр.i} - P_3) \right), \quad (4.72)$$

где q_i – переток из ячейки, $\text{м}^3/\text{с}$;

n – количество ячеек, пересекающих интервал перфорации, шт.

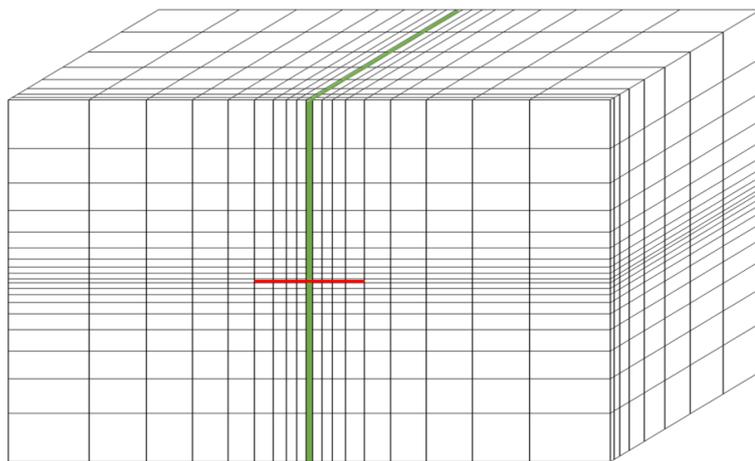
Для определения структуры сетки при моделировании необходимо учесть, что в ПЗП происходят наиболее динамичные процессы, сопровождающиеся изменением давления и фазовых проницаемостей, то детальность сетки в данной области должна быть максимальной. В связи с этим предлагается использовать формулу (4.73) согласно [90, 319], адаптированную для линейной фильтрации жидкости:

$$\Delta l_i = \Delta l_{ц} \cdot A^{i-1}, \quad (4.73)$$

где Δl_i – размер искомой ячейки в рассматриваемом направлении, м ;

$\Delta l_{ц}$ – размер центральной ячейки в рассматриваемом направлении, м .

Принципиальная схема данной сетки со скважиной представлена на рисунке 4.10.



 – открытый ствол скважины;  – трещина, пересекающая траекторию скважины.

Рисунок 4.10 – Принципиальная схема сетки и скважины с горизонтальным окончанием в виде открытого ствола, вскрывающего пласт с естественной трещиной

Определение параметра A возможно с помощью решения уравнения (4.74) [90, 319]:

$$\frac{L}{2} = \sum_{i=1}^{\frac{n}{2}} (\Delta l_{ц} \cdot A^{i-1}), \quad (4.74)$$

где L – размер модели по рассматриваемой оси, м;

n – количество ячеек, шт.

Размеры ячеек определяются для половины длины модели. Размеры ячеек для второй половины определяются симметрично центра модели.

На рисунке 4.11 представлен пример расчета размера ячеек при $n = 41$.

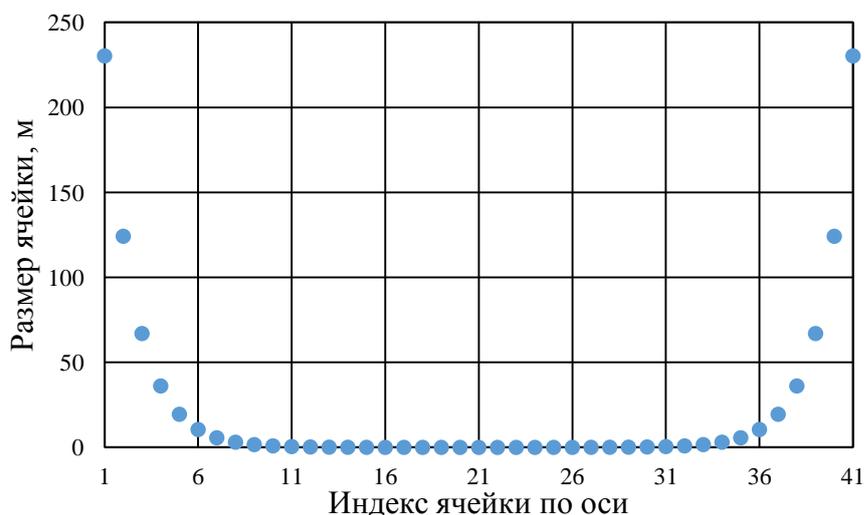


Рисунок 4.11 – Распределение размера ячеек в модели продуктивного пласта

Как видно из рисунка 4.10 в ПЗП происходит сгущение сетки. Численные эксперименты, проведенные с использованием данной сетки, показали, что она корректна с позиции сохранения материального баланса.

Численное решение уравнения фильтрации жидкости в ПЗП

Описанная выше математическая модель записывается в виде системы (4.75) из N -го количества уравнений (4.50):

$$N = \text{«количество ячеек в модели»} \times \text{«количество фаз в модели»}. \quad (4.75)$$

Для численного решения системы уравнений необходимо представить ее в виде целевых функций (4.76):

$$f_{\phi} = \frac{M_{ijk,\phi}^{t+1} - M_{ijk,\phi}^t}{\Delta t} - \sum_{n=1}^{n=N} q_{ijk,n,\phi} + q_{ijk,c,\phi}. \quad (4.76)$$

Система считается решенной, если абсолютное максимальное значение целевой функции меньше, чем допустимая величина погрешности.

Результатом решения системы уравнений является распределение насыщенностей и давлений в каждой ячейке модели пласта для следующего временного шага Δt .

Существует множество методов решения данных систем нелинейных уравнений. В данном случае использован метод последовательного решения (SEQ-метод), который заключается в следующем [6, 343]:

1. Первоначально насыщенности ячеек фазами для следующего временного шага принимаются равными насыщенностям на текущем временном шаге.
2. Делается первое приближение по давлению для следующего временного шага. Одним из способов можно предположить, что давления не изменились за временной шаг.
3. Определяются целевые функции по каждой фазе для всех ячеек модели.
4. Целевые функции складываются пофазно (4.77) для каждой из ячеек модели пласта:

$$f_{ijk} = \sum_{\phi=1}^n f_{ijk,\phi}, \quad (4.77)$$

где n – количество фаз в модели, шт.

В результате количество уравнений сводится к количеству ячеек в пласте. В данной системе неизвестными принимаются давления в ячейках модели пласта.

5. Данная система нелинейных уравнений решается методом Ньютона. Процесс решения системы нелинейных уравнений методом Ньютона представлен ниже.

6. После расчета распределения давления, распределение насыщенностей определяется явно с помощью определения притоков и оттоков фаз в ячейках при найденном распределении давления.

7. Определенное распределение давлений и насыщенностей используется как следующее приближение, и расчеты по шагам пунктов 3-7 повторяются до момента достижения условий (4.78):

$$|P^{t+1} - P^t| \leq \varepsilon_p \text{ и } |S_{\phi}^{t+1} - S_{\phi}^t| \leq \varepsilon_s. \quad (4.78)$$

За счёт итерационного повторения шагов по пунктам 3-7 SEQ-метод имеет большую стабильность, чем метод неявного решения уравнений по давлению и явного по насыщенности (IMPES-метод) за счёт неявного учёта насыщенностей. Также SEQ-метод менее затратен (относительно метода совместного решения (SS-метода)) за счёт последовательного решения уравнений для давления и насыщенностей [176], однако стабильность данного метода также зависит от величины выбранного временного шага Δt [6, 343].

Блок-схема алгоритма расчета распределения давления и насыщенностей фаз ячеек модели представлена на рисунке 4.12.

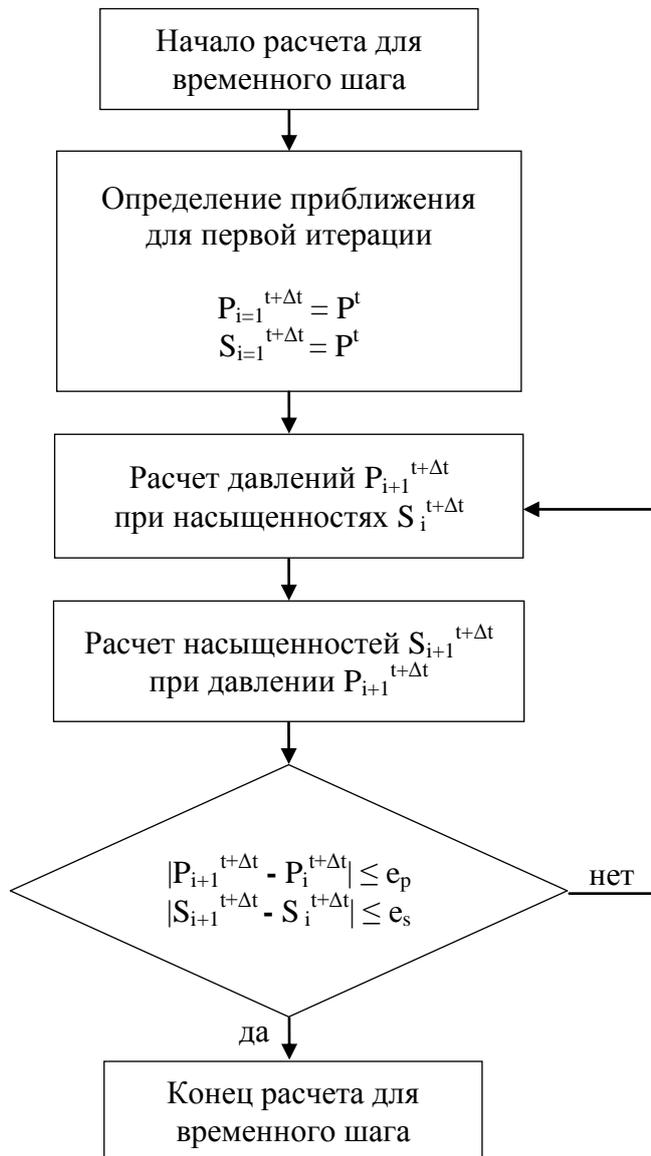


Рисунок 4.12 – Блок-схема расчета распределения давления и насыщенностей фаз в ячейках модели

Решение системы нелинейных уравнений методом Ньютона

Решение системы уравнений может осуществляться с помощью итераций методом Ньютона. Итерационный процесс можно представить в виде системы уравнений (4.79) [231, 284]:

$$\begin{cases} P_1^{t+1} = P_1^t + \Delta P_1^t \\ P_2^{t+1} = P_2^t + \Delta P_2^t \\ \dots \\ P_n^{t+1} = P_n^t + \Delta P_n^t \end{cases} \quad (4.79)$$

где значения приращений $\Delta P_1^t, \Delta P_2^t, \dots, \Delta P_n^t$ можно определить на основании решения системы линейных алгебраических уравнений.

Коэффициенты системы уравнений (4.79) можно получить, зная предыдущее приближение $P^t = (P_1^t, P_2^t, \dots, P_n^t)$. Таким образом, система уравнений (4.79) запишется в виде (4.80):

$$\begin{cases} f_1(P^t) + \frac{\partial f_1(P^t)}{\partial P_1} \Delta P_1^t + \frac{\partial f_1(P^t)}{\partial P_2} \Delta P_2^t + \dots + \frac{\partial f_1(P^t)}{\partial P_n} \Delta P_n^t = 0 \\ f_2(P^t) + \frac{\partial f_2(P^t)}{\partial P_1} \Delta P_1^t + \frac{\partial f_2(P^t)}{\partial P_2} \Delta P_2^t + \dots + \frac{\partial f_2(P^t)}{\partial P_n} \Delta P_n^t = 0 \\ \dots \\ f_n(P^t) + \frac{\partial f_n(P^t)}{\partial P_1} \Delta P_1^t + \frac{\partial f_n(P^t)}{\partial P_2} \Delta P_2^t + \dots + \frac{\partial f_n(P^t)}{\partial P_n} \Delta P_n^t = 0 \end{cases} \quad (4.80)$$

Расчетные формулы можно представить в векторно-матричной форме (4.81) [231]:

$$P^{t+1} = P^t + \Delta P^t, \quad (4.81)$$

где ΔP^t – вектор приращений ($t = 0, 1, 2 \dots$) (4.82):

$$\Delta P^t = \begin{pmatrix} \Delta P_1^t \\ \Delta P_2^t \\ \dots \\ \Delta P_n^t \end{pmatrix}. \quad (4.82)$$

Вектор приращений можно найти из решения уравнения (4.83):

$$f(P^t) + J(P^t)\Delta P^t = 0, \quad (4.83)$$

где $J(P)$ – Якобиан первых производных вектор-функций $f(P)$, определяемый по матрице (4.84):

$$J(P) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(P^t)}{\partial P_1} & \frac{\partial f_1(P^t)}{\partial P_2} & \dots & \frac{\partial f_1(P^t)}{\partial P_n} \\ \frac{\partial f_2(P^t)}{\partial P_1} & \frac{\partial f_2(P^t)}{\partial P_2} & \dots & \frac{\partial f_2(P^t)}{\partial P_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n(P^t)}{\partial P_1} & \frac{\partial f_n(P^t)}{\partial P_2} & \dots & \frac{\partial f_n(P^t)}{\partial P_n} \end{bmatrix}. \quad (4.84)$$

В силу сложного, а в некоторых случаях невозможного аналитического решения дифференциальных уравнений в частных производных, нахождение значений элементов Якобиана производится с помощью центральной разностной схемы (4.85):

$$\frac{\partial f_i(P^t)}{\partial P_i} = \frac{f_i(P^t + h) - f_i(P^t - h)}{2h}, \quad (4.85)$$

где h – малое значение приращения.

Выразив из (4.82) вектор приращений и подставив его в (4.81), итерационный процесс нахождения решения можно записать в виде (4.86) [231]:

$$P^{t+1} = P^t - J^{-1}(P^t) \cdot f(P^t), \quad (4.86)$$

где $J^{-1}(P)$ – матрица, обратная Якобиану.

При реализации алгоритма метода Ньютона в большинстве случаев предпочтительным является не вычисление обратной матрицы $J^{-1}(P)$, а нахождение из системы (4.80) значений приращений $\Delta P_1^t, \Delta P_2^t, \dots, \Delta P_n^t$ и вычисление нового приближения по (4.79). Для решения таких линейных систем можно привлекать самые разные методы, как прямые, так и итерационные, с учетом размерности n решаемой задачи и специфики матриц Якоби [231].

В данной постановке задачи, в общем случае, у каждой ячейки имеется 6 примыкающих ячеек. В данном случае Якобиан будет симметричной разреженной матрицей с главной и 6 вспомогательными диагоналями.

4.2.3 Методика оценки давления раскрытия трещин пласта-коллектора при изменении забойного давления

Продуктивные горизонты на рассматриваемом НГКМ представлены коллекторами трещинно-порового типа. Поэтому успешность глушения во многом зависит от правильной количественной оценки проводящей способности трещин. Для определения давления начала фильтрации флюида в трещине был использован геомеханический подход.

В условиях естественного залегания горная порода находится в сложных условиях напряженного состояния, обусловленного весом вышележащих пород, а также тектоническими и химическими процессами. В процессе бурения скважины часть горной породы извлекается из пласта на земную поверхность, а образованное при этом пространство замещается жидкостью, находящейся под давлением. В этом случае ствол скважины становится локальным концентратором напряжений, следовательно напряженное состояние вблизи ствола скважины будет значительно отличаться от регионального поля напряжений вдали от нее (рисунок 4.13).

Ниже представлен алгоритм расчетов по определению давления раскрытия трещин пласта-коллектора при изменении забойного давления.

В данном расчете трещины представлены в виде плоскостей, определенных азимутом и углом падения. Значения нормальных и сдвиговых напряжений, действующих на трещину, зависят от ориентации плоскости трещины и тензора напряжений на кольцевом пространстве ствола скважины (согласно данным анализа, представленного в разделе 2.2.3).

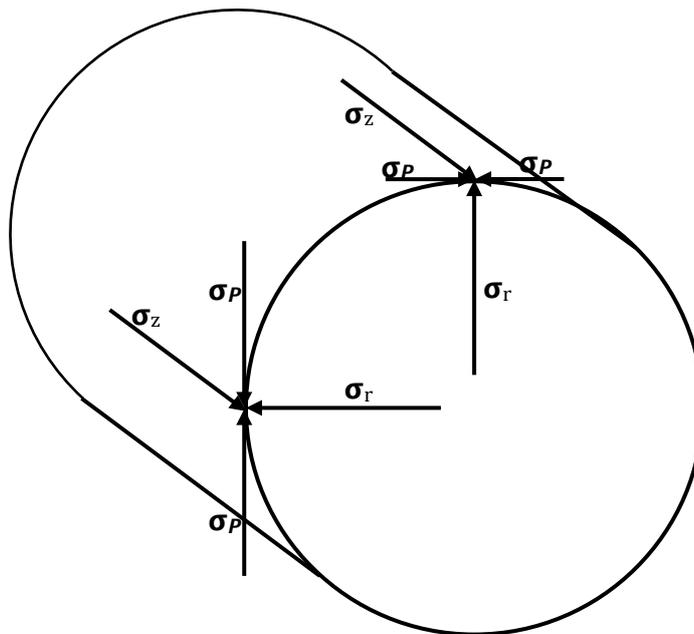


Рисунок 4.13 – Концентрация напряжений в кольцевом пространстве скважины

1. В географической системе координат определяются направляющие косинусы вектора нормали трещины по формулам (4.87) – (4.89) [23]:

$$l = \sin(\vartheta)\cos(\gamma), \quad (4.87)$$

$$m = \sin(\vartheta)\sin(\gamma), \quad (4.88)$$

$$n = \cos(\vartheta), \quad (4.89)$$

где γ – азимут падения трещины;

ϑ – угол падения трещины.

2. Для расчета концентрации напряжений на кольцевое пространство скважины переориентируется тензор напряжений согласно методике, описанной в работах [23, 24]. На рисунке 4.14 показаны две системы координат $(1, 2, 3)$ и (x, y, z) . Оси системы координат $1, 2$ и 3 сонаправлены с региональными напряжениями σ_h , σ_H , σ_v , соответственно. Ось x перпендикулярна оси скважины и направлена к верхней точке её ствола. Ось z сонаправлена с осью скважины в сторону её забоя. Ось y взаимоперпендикулярна осям x и z . Её направление задается в соответствии с правой системой координат. Для перехода от системы координат региональных напряжений $(1, 2, 3)$ к системе координат скважины (x, y, z) необходимо совершить 2 поворота [23, 24]. Первый поворот в рассматриваемой точке необходимо провести вокруг оси 3 на угол между азимутом скважины и азимутом максимальных горизонтальных напряжений (угол α). Далее нужно совершить поворот промежуточной системы координат вокруг оси y_1 на зенитный угол скважины (угол β).

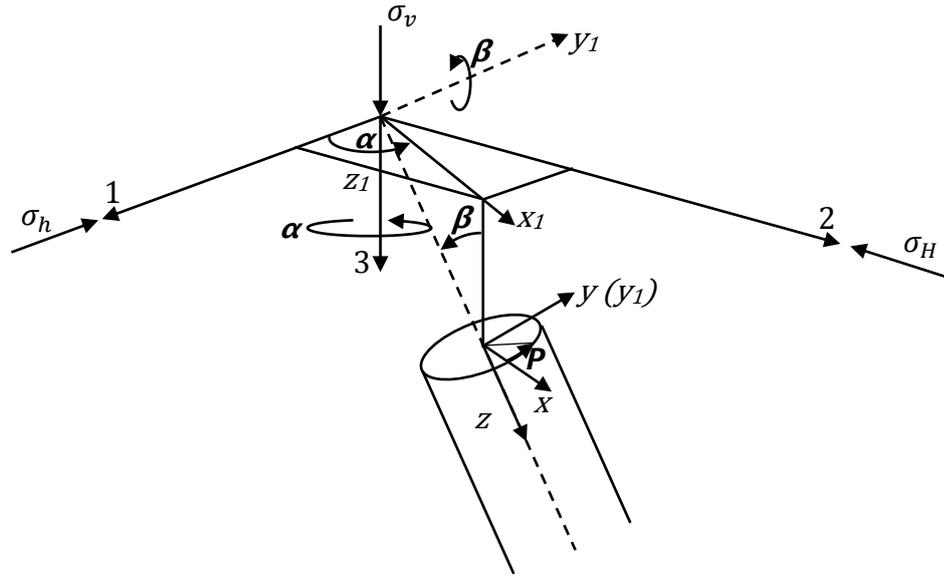


Рисунок 4.14 – Трансформация системы координат

Поворот тензора региональных напряжений на скважинную систему координат осуществляется по результатам расчета согласно формулам (4.90) – (4.95) [358]:

$$\sigma_{xx} = (\sigma_H \cos^2 \alpha + \sigma_h \sin^2 \alpha) \cdot \cos^2 \beta + \sigma_v \sin^2 \beta, \quad (4.90)$$

$$\sigma_{yy} = \sigma_H \sin^2 \alpha + \sigma_h \cos^2 \alpha, \quad (4.91)$$

$$\sigma_{zz} = (\sigma_H \cos^2 \alpha + \sigma_h \sin^2 \alpha) \cdot \sin^2 \beta + \sigma_v \cos^2 \beta, \quad (4.92)$$

$$\tau_{yz} = \frac{(\sigma_h - \sigma_H)}{2} \sin 2\alpha \sin \beta, \quad (4.93)$$

$$\tau_{zx} = 0,5 \cdot (\sigma_H \cos^2 \alpha + \sigma_h \sin^2 \alpha - \sigma_v) \sin 2\beta, \quad (4.94)$$

$$\tau_{xy} = \frac{(\sigma_h - \sigma_H)}{2} \sin 2\alpha \cos \beta, \quad (4.95)$$

где σ_v – вертикальное напряжение, Па;

σ_H – максимальное горизонтальное напряжение, Па;

σ_h – минимальное горизонтальное напряжение, Па;

α – угол между азимутом скважины и азимутом максимальных горизонтальных напряжений;

β – зенитный угол скважины.

3. Расчет концентрации напряжений, действующих на кольцевом пространстве ствола скважины, производится по формулами (4.96) – (4.100) [358]:

$$\sigma_r = P_w, \quad (4.96)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_{xx} + \sigma_{yy} - 2(\sigma_{xx} - \sigma_{yy}) \cos 2\theta - P_w - 4\tau_{xy} \sin 2\theta, \quad (4.97)$$

$$\sigma_z = \sigma_{zz} - 2\nu(\sigma_{xx} - \sigma_{yy}) \cos 2\theta - 4\nu\tau_{xy} \sin 2\theta, \quad (4.98)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0, \quad (4.99)$$

$$\tau_{\theta z} = 2(-\tau_{xz} \sin \theta + \tau_{yz} \cos \theta), \quad (4.100)$$

где P_w – забойное давление, Па;

ν – коэффициент Пуассона;

θ – угол на кольцевом пространстве скважины относительно оси, проходящей из центра кольцевого пространства к верхней точке ствола скважины.

Значения радиальных, тангенциальных, осевых и сдвиговых напряжений в плоскости $(\sigma_\theta, \sigma_z)$ в каждой точке кольцевого пространства скважины будут различными и зависят от угла θ . Все возможные соотношения нормальных и сдвиговых напряжений можно показать с помощью кругов Мора, которые можно построить, зная значения главных напряжений.

Соотношение нормальных и сдвиговых напряжений в каждой точке кольцевого пространства скважины будет отличаться. Соответственно, каждой точке будет соответствовать свой набор кругов Мора.

4. Определяется взаимная ориентация плоскости трещины и полученного тензора напряжений для каждой точки кольцевого пространства скважины. Для этого проводится трансформация полученного тензора напряжений в географическую систему координат [232]. Для этого необходимо совершить три поворота.

Первый поворот тензора напряжений производится вокруг оси осевых напряжений на угол θ согласно формулам (4.101) – (4.106):

$$\sigma_{11.1} = \sigma_r \cos^2 \theta + \sigma_\theta \sin^2 \theta, \quad (4.101)$$

$$\sigma_{22.1} = \sigma_r \sin^2 \theta + \sigma_\theta \cos^2 \theta, \quad (4.102)$$

$$\sigma_{33.1} = \sigma_z, \quad (4.103)$$

$$\tau_{12.1} = (\sigma_r - \sigma_\theta) \sin \theta \cdot \cos \theta, \quad (4.104)$$

$$\tau_{13.1} = -\tau_{\theta z} \sin \theta, \quad (4.105)$$

$$\tau_{23.1} = \tau_{\theta z} \cos \theta. \quad (4.106)$$

Второй поворот полученного тензора напряжений производится вокруг оси $\sigma_{22.1}$ на зенитный угол скважины β согласно формулам (4.107) – (4.112):

$$\sigma_{11.2} = (\sigma_{11.1} \cos \beta + \tau_{13.1} \sin \beta) \cos \beta + (\tau_{13.1} \cos \beta + \sigma_{33.1} \sin \beta) \sin \beta, \quad (4.107)$$

$$\sigma_{22.2} = \sigma_{22.1}, \quad (4.108)$$

$$\sigma_{33.2} = (\sigma_{11.1} \sin \beta - \tau_{13.1} \cos \beta) \sin \beta + (\sigma_{33.1} \cos \beta - \tau_{13.1} \sin \beta) \cos \beta, \quad (4.109)$$

$$\tau_{12.2} = \tau_{12.1} \cos \beta + \tau_{23.1} \sin \beta, \quad (4.110)$$

$$\tau_{13.2} = (\tau_{13.1} \sin \beta - \sigma_{11.1} \cos \beta) \sin \beta + (\tau_{13.1} \cos \beta + \sigma_{33.1} \sin \beta) \cos \beta, \quad (4.111)$$

$$\tau_{23.2} = -\tau_{12.1} \sin \beta + \tau_{23.1} \cos \beta. \quad (4.112)$$

Третий поворот производится вокруг оси $\sigma_{33.2}$ (вертикальной оси) на азимут скважины ε согласно формулам (4.113) – (4.118):

$$\sigma_{11.3} = (\sigma_{11.2} \cos \varepsilon - \tau_{12.2} \sin \varepsilon) \cos \varepsilon + (\sigma_{22.2} \sin \varepsilon - \tau_{12.2} \cos \varepsilon) \sin \varepsilon, \quad (4.113)$$

$$\sigma_{22.3} = (\sigma_{11.2} \sin \varepsilon + \tau_{12.2} \cos \varepsilon) \sin \varepsilon + (\sigma_{22.2} \cos \varepsilon + \tau_{12.2} \sin \varepsilon) \cos \varepsilon, \quad (4.114)$$

$$\sigma_{33.3} = \sigma_{33.2}, \quad (4.115)$$

$$\tau_{12.3} = (\sigma_{11.2} \cos \varepsilon - \tau_{12.2} \sin \varepsilon) \sin \varepsilon + (\tau_{12.2} \cos \varepsilon - \sigma_{22.2} \sin \varepsilon) \cos \varepsilon, \quad (4.116)$$

$$\tau_{13.3} = \tau_{13.2} \cos \varepsilon - \tau_{23.2} \sin \varepsilon, \quad (4.117)$$

$$\tau_{23.3} = \tau_{13.2} \sin \varepsilon + \tau_{23.2} \cos \varepsilon. \quad (4.118)$$

5. Для определения значений нормального и сдвигового напряжений используется методика определения напряжения на произвольно ориентированной площадке (рисунок 4.15) [289].

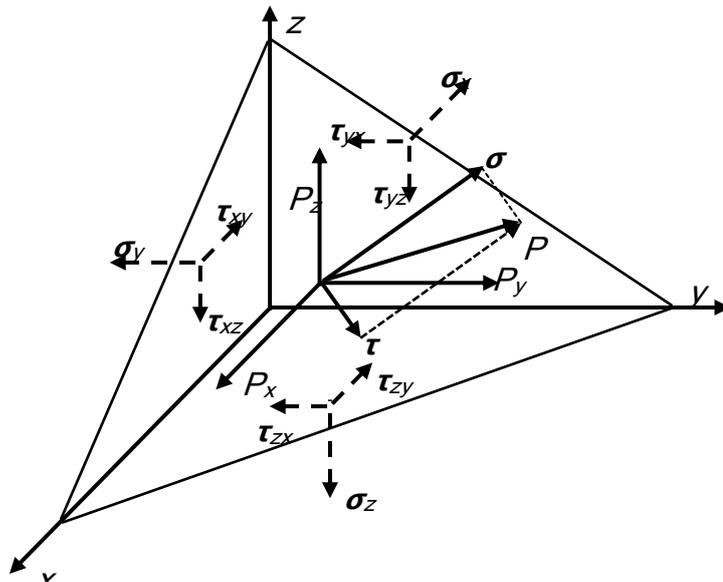


Рисунок 4.15 – Принципиальная схема расчета напряжений на произвольной площадке

Составляющие полного вектора напряжения (на соответствующие оси координат) на плоскость трещины в географических координатах определяются по формулам (4.119) – (4.121):

$$p_x = \sigma_{11.3}l + \tau_{12.3}m + \tau_{13.3}n, \quad (4.119)$$

$$p_y = \tau_{12.3}l + \sigma_{22.3}m + \tau_{23.3}n, \quad (4.120)$$

$$p_z = \tau_{13.3}l + \tau_{23.3}m + \sigma_{33.3}n. \quad (4.121)$$

Полное напряжение определяется из проекций по формуле (4.122) [24]:

$$p = \sqrt{p_x^2 + p_y^2 + p_z^2}. \quad (4.122)$$

6. Определяются нормальное и сдвиговое напряжения, которые действуют на плоскость трещины в определенной точке кольцевого пространства скважины по формулам (4.123) – (4.124) [24]:

$$\sigma = p_x l + p_y m + p_z n, \quad (4.123)$$

$$\tau = \sqrt{p^2 - \sigma^2}. \quad (4.124)$$

В результате расчета предполагается, что трещина может перейти в гидравлически проводящее состояние при выполнении условия (4.125) согласно критерию прочности Мора-Кулона [24, 25, 358]:

$$\tau - \sigma \cdot \operatorname{tg}(\varphi) > 0, \quad (4.125)$$

где φ – угол внутреннего трения породы.

Расчеты по формулам (4.96) – (4.125) проводятся для значений угла θ с определенным угловым шагом по всему кольцевому пространству скважины.

Данная методика легла в основу разработанной и запатентованной программы ЭВМ «Программа для моделирования активации естественных трещин при глушении скважин» [262] (Приложение У), описание которой представлено в разделе 4.4.4.

4.3 Моделирование процесса глушения скважины в условиях трещинно-поровых пород-коллекторов с использованием разработанных алгоритмов и методик

Моделирование процесса глушения скважины в условиях НГКМ с трещинно-поровым типом породы-коллектора осуществлялось согласно следующим этапам:

1. Оценка динамики забойного давления в процессе продавливания технологической жидкости в ПЗП с трещинно-поровым типом коллектора.
2. Оценка влияния неньютоновских свойств технологических жидкостей на их течение в ПЗП.
3. Адаптация математической модели по промысловым данным процесса глушения скважины водными солевыми растворами с целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств ПЗП.
4. Проверка качества адаптации модели на основе промысловых данных глушения скважины с использованием водных солевых растворов ЖГС.
5. Адаптация математической модели глушения скважины блокирующими составами с неньютоновским характером течения.
6. Проверка качества адаптации модели с помощью промысловых данных глушения скважины блокирующими составами с неньютоновским характером течения.

При глушении скважин для закачки в них технологических жидкостей используются насосные агрегаты (как правило, типа ЦА-320). Режим работы насосного агрегата выбирается таким образом, чтобы давление, создаваемое насосом, было достаточным для обеспечения циркуляции в скважине, а также для продавливания (в случае необходимости) блокирующего состава в ПЗП. На насосном агрегате данного типа, как правило, используется поршневой насос типа НЦ-320, типовая напорная характеристика которого представлена на рисунке 4.16 [88].

Из графика видно, что подача насосного агрегата незначительно снижается с ростом напора (расход жидкости от давления практически не зависит) [88]. В расчетах можно допустить, что подача насосного агрегата постоянна для выбранного режима его работы. В связи с этим допущением в приведенных ниже расчетах использовалось условие «постоянный массовый расход на устье скважины».

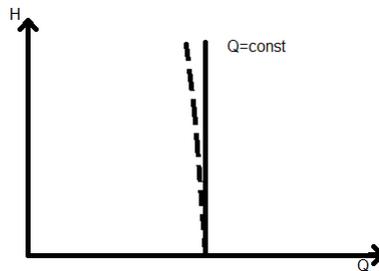


Рисунок 4.16 – Типовая напорная характеристика поршневого насоса НЦ-320

Режимы работы насосного агрегата ЦА-320 с поршневым насосом типа НЦ-320 представлены на рисунке 4.17 [109].

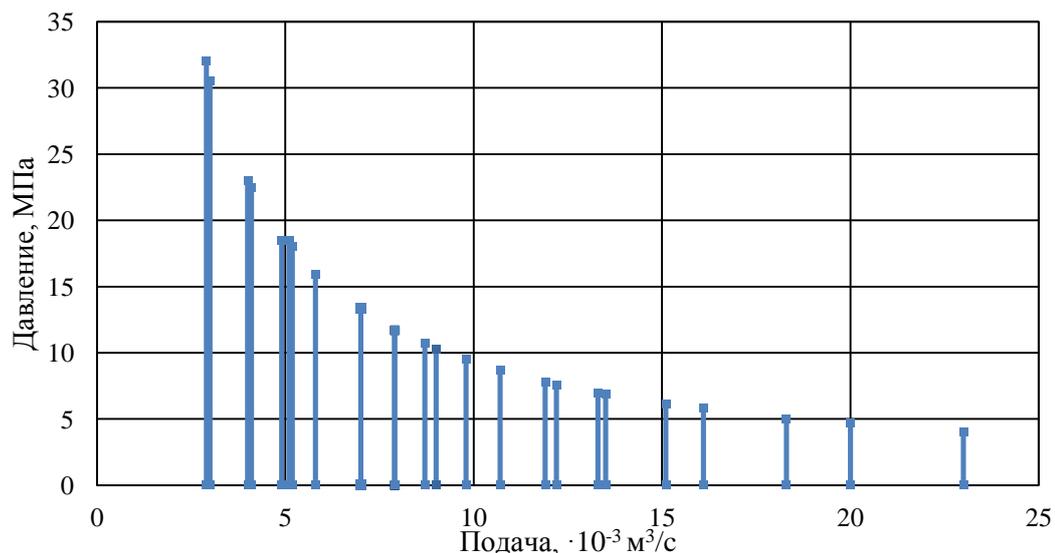


Рисунок 4.17 – Режимы работы насосного агрегата ЦА-320 с поршневым насосом типа НЦ-320 в зависимости от диаметра втулки (поршня) и частоты вращения коленчатого вала

В вышеописанной разработанной математической модели фильтрации неньютоновской жидкости в скважине и ПЗП использовался степенной закон Оствальда – де Вале (4.126):

$$\tau = k \cdot \dot{\gamma}^n, \quad (4.126)$$

где τ – напряжение сдвига, Па;

k – фактор консистенции (коэффициент густоты потока), Па · сⁿ;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с⁻¹;

n – показатель степенной зависимости (показатель нелинейности, текучести).

По итогам интерпретации проведенных реологических исследований промышленных проб эмульсионного и полимерного блокирующих составов (рисунки 4.18 и 4.19), применяемых на

исследуемом НГКМ, были получены результаты, которые представлены в таблице 4.4. Исследуемые блокирующие составы были описаны с помощью указанного выше степенного закона Оствальда – де Вале (4.126) с достаточно высокой точностью.

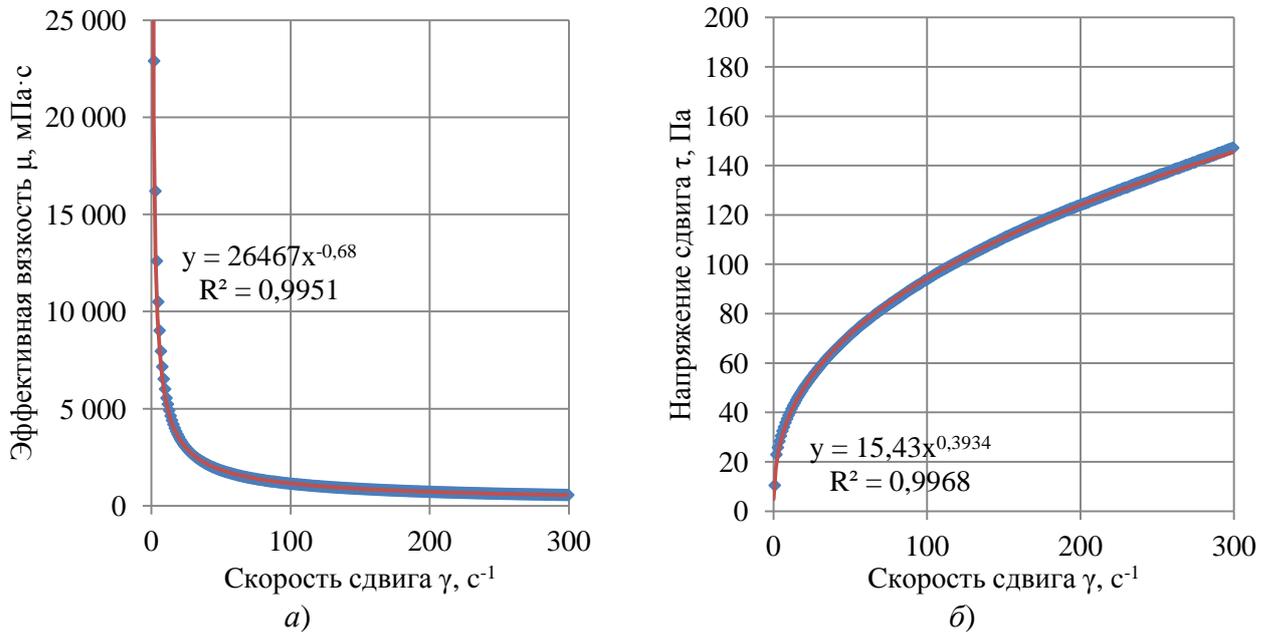


Рисунок 4.18 – Зависимости эффективной вязкости (а) и напряжения сдвига (б) от скорости сдвига (кривая течения) блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора

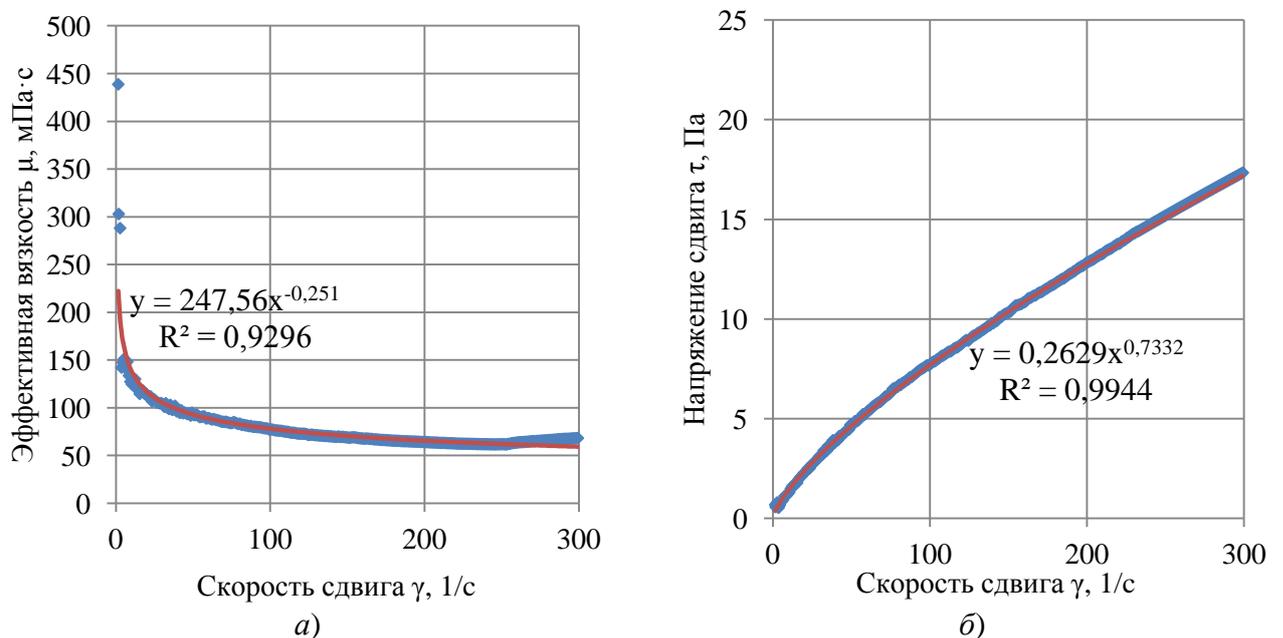


Рисунок 4.19 – Зависимости эффективной вязкости (а) и напряжения сдвига (б) от скорости сдвига (кривая течения) блокирующего полимерного раствора

Таблица 4.4 – Значения коэффициентов реологических моделей, описывающих по степенному закону Оствальда – де Вале поведение исследованных эмульсионных и полимерных блокирующих составов

Тип блокирующего состава	n	k , Па·с ^{n}	R^2
Эмульсионный	0,39	15	0,99
Полимерный	0,73	0,26	0,99

Ниже, на примере одной из скважин исследуемого НГКМ с трещинно-поровым типом породы-коллектора, представлен алгоритм расчетов процесса закачки блокирующей ЖГС в скважину и её продавливания в ПЗП согласно вышеуказанным этапам.

1. Оценка динамики забойного давления в процессе продавливания технологической жидкости в ПЗП с трещинно-поровым типом коллектора

Представленная в разделах 4.1 и 4.2 методика математического моделирования позволяет проводить численные эксперименты с целью обоснования механизмов фильтрации неньютоновских жидкостей в условиях трещинно-поровых пород-коллекторов.

Трещина постоянной проницаемости

На первом этапе расчет производился для различных вариантов трещин с бесконечным простиранием при следующих их постоянных проницаемостях: 0,02; 0,1; 0,2; 1; 2 мкм². Моделирование процесса закачивания в трещину жидкости производилось с расходом 3 л/с (0,003 м³/с), что соответствует усредненным значениям промысловых данных процесса глушения скважин на НГКМ. Результаты расчетов представлены на рисунке 4.20.

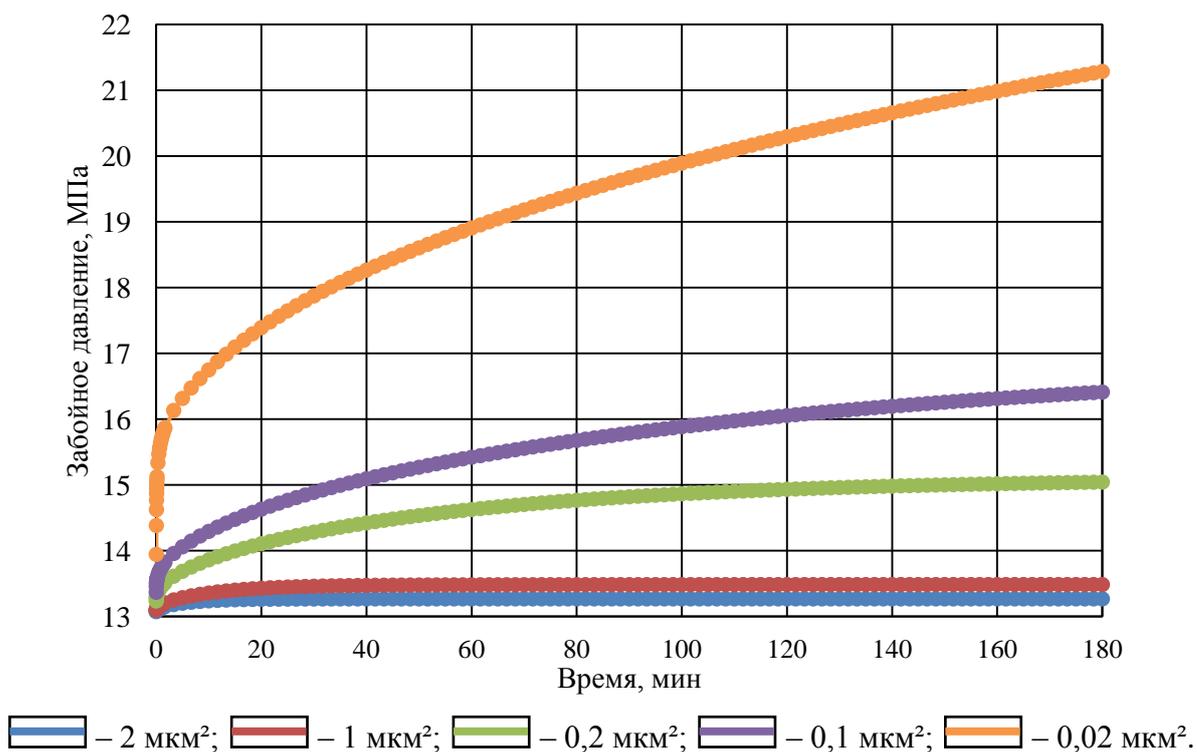


Рисунок 4.20 – Динамика забойного давления в условиях трещин различной постоянной проницаемости

Как видно из графиков динамики забойного давления, при большей проницаемости, а следовательно, большей проводимости трещины, интенсивность роста забойного давления становится менее выраженной. Также стоит заметить, что время выхода процесса закачки на стационарный режим течения также зависит от проницаемости трещины в ПЗП, а именно уменьшается с её ростом.

Трещина переменной проницаемости

По данным [90]: «Для трещиноватых коллекторов при их разработке характерно изменение коллекторских свойств с течением времени. В процессе разработки давление в залежи падает, таким образом, происходит перераспределение напряжения вышележащих горных пород. Как было уже описано выше, структура трещиноватых коллекторов представляет собой систему блоков и трещин. Таким образом, раскрытость трещин может существенно меняться в течение всего периода эксплуатации месторождения.». Особенно активно эти процессы проявляются при разработке месторождения на режиме истощения, когда пластовое давление в залежи снижается.

Для определения зависимости проницаемости трещины от давления в методику расчета была интегрирована зависимость (4.127) [32]:

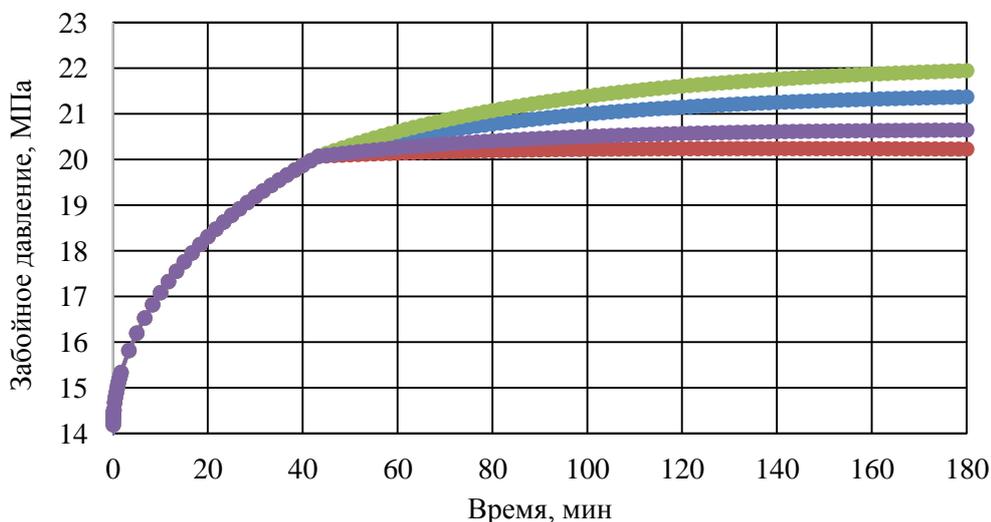
$$k_{тр} = k_0 e^{a(P-P_0)}, \text{ при } P > P_0, \quad (4.127)$$

где P – текущее пластовое давление, Па;

P_0 – давление раскрытия трещины, Па;

k_0 – начальная проницаемость трещины, м².

В качестве начальной проницаемости трещины была принята проницаемость горной породы по матрице. Результаты расчетов для варианта «переменный коэффициент a » ($a = 0,1; 0,2; 0,5; 1,0 \text{ МПа}^{-1}$) – «постоянное давление раскрытия трещины» (20 МПа) представлены на рисунке 4.21.



$a = 0,1 \text{ МПа}^{-1}$;
 $a = 0,2 \text{ МПа}^{-1}$;
 $a = 0,5 \text{ МПа}^{-1}$;
 $a = 1 \text{ МПа}^{-1}$.

Рисунок 4.21 – Динамика забойного давления в условиях трещин переменной проницаемости при постоянном давлении раскрытия трещины

На данном графике видно, что до момента достижения величины давления раскрытия трещины в 20 МПа динамика забойного давления одинакова для всех рассматриваемых случаев

переменного коэффициента a . Это связано с тем, что до достижения заданного давления трещина находится в закрытом состоянии и фильтрация идет преимущественно по матрице пласта.

После достижения заданного давления раскрытия трещин фильтрация жидкости происходит преимущественно по трещинам в горной породе. Так как проницаемость продолжает увеличиваться с ростом давления, то повышается и проводящая способность трещин в ПЗП. На графике видно, что время выхода процесса закачки жидкости в ПЗП на стационарный режим фильтрации также снижается с ростом коэффициента a (и соответственно с ростом проницаемости), как и в предыдущем случае.

Результаты расчета для варианта «постоянный коэффициент a » ($a = 0,2$) – «переменное давление раскрытия трещины» (15, 18, 20, 21 МПа) представлены на рисунке 4.22.

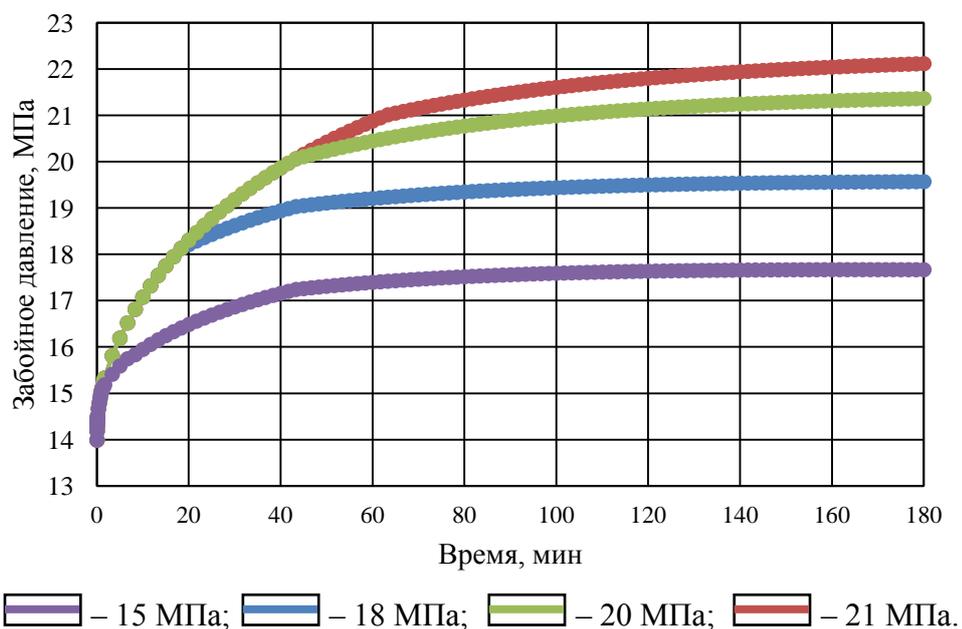


Рисунок 4.22 – Динамика забойного давления в условиях трещин с переменным давлением их раскрытия при постоянном коэффициенте a

На данном рисунке, как и в предыдущем расчете видно, что до достижения давления активации (раскрытия) трещины фильтрация в пласте осуществляется по матрице породы. После достижения давления раскрытия трещины фильтрация жидкости происходит преимущественно по трещинам. Согласно характеру кривых время выхода процесса фильтрации на установившийся режим не существенно зависит от давления активации трещины.

На основании изученного теоретического материала и проведенных численных экспериментов был разработан математический алгоритм, который вошел в основу запатентованной программы для ЭВМ «Программа для моделирования активации естественных трещин при глушении скважин» (Приложение У) [262], описание которой представлено в разделе 4.4.4. Данная программа позволяет определить направления азимутов и углов падения

трещин, которые являются проводящими при определенном значении забойного давления, а также определить давление раскрытия трещин определенного азимута и угла падения.

2. Оценка влияния неньютоновских свойств технологических жидкостей на их течение в ПЗП

На данном этапе была рассмотрена динамика изменения забойного давления от показателя степенной зависимости (коэффициента n) закачиваемой в скважину жидкости. На рисунке 4.23 представлены результаты расчетов для следующих значений n : 0,3; 0,7; 1,0; 1,3. Коэффициент густоты потока k в данном расчете был принят равным $2,4 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, который соответствует вязкости пластовой воды при $n = 1$.

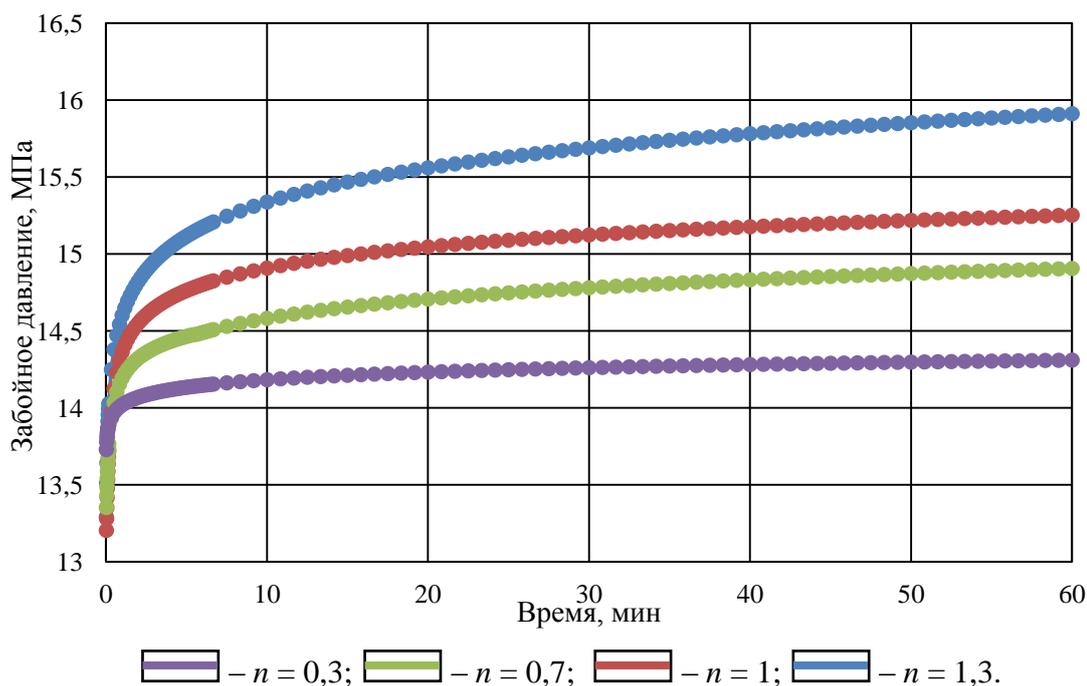


Рисунок 4.23 – Динамика забойного давления в зависимости от показателя степенной зависимости n закачиваемой в скважину жидкости

Согласно полученным результатам установлено, что с ростом показателя степенной зависимости n забойное давление также повышается. Это связано с тем, что с ростом градиента давления снижается эффективная вязкость жидкости, а следовательно повышается её подвижность в пласте. Также известно, что при $n < 1$ (псевдопластические жидкости) жидкость «разжижается» при сдвиге, а при $n > 1$ (дилатантные жидкости) жидкость «загустевает» при сдвиге. По графику видно, что при $n = 1,3$ наблюдается максимальное значение забойного давления.

3. Адаптация математической модели по промысловым данным глушения скважины водными солевыми растворами с целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств ПЗП

Разработанная математическая модель течения неньютоновской жидкости, описанной по степенному закону Оствальда – де Вале, была совмещена с трехмерной гидродинамической моделью течения жидкости в трещинно-поровом карбонатном коллекторе НГКМ с целью проведения расчета и адаптации интегрированной модели, описывающей течение неньютоновской жидкости в системе «скважина – ПЗП».

Для адаптации матмодели и уточнения фильтрационных свойств ПЗП использовались промысловые результаты глушения скважин на НГКМ с применением водных солевых растворов, так как их реологические и физические свойства достаточно хорошо изучены. С целью использования результатов промысловых данных процесса глушения в расчетной матмодели график расхода жидкости глушения был дискретизирован (рисунок 4.24).

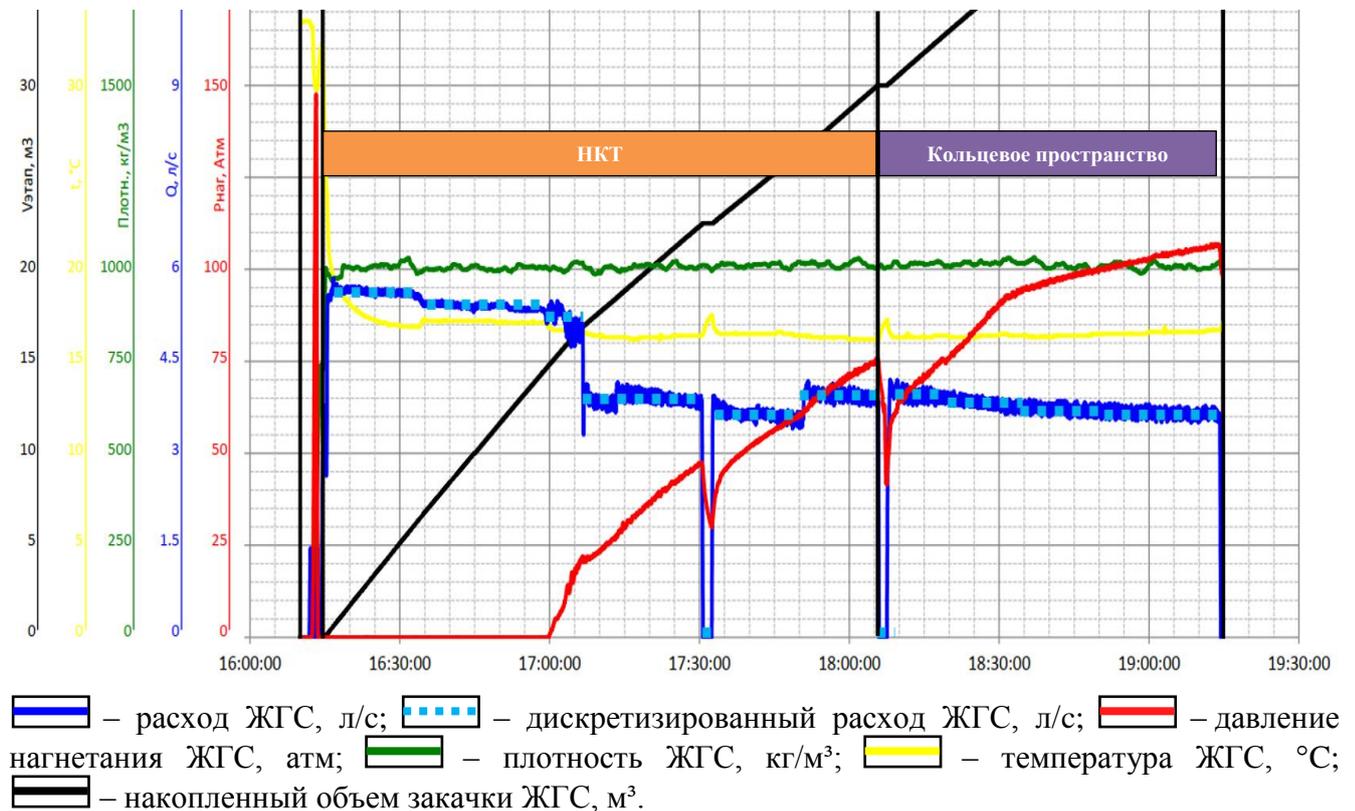


Рисунок 4.24 – Дискретизация расхода по промысловым данным процесса глушения скважины НГКМ водным солевым раствором

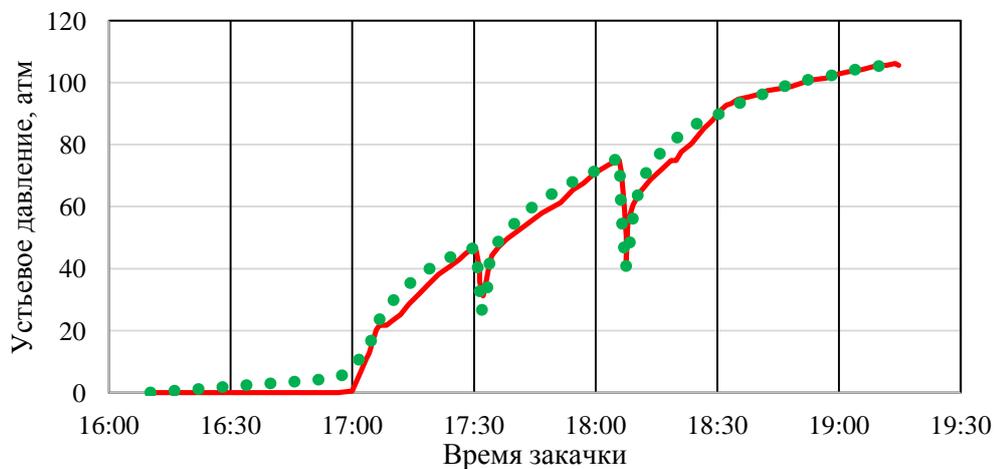
Данные усредненного расхода водного солевого раствора жидкости глушения скважины представлены в таблице 4.5.

Результаты расчета динамики устьевого давления, полученные по данным матмодели, в сравнении с фактическими данными представлены на рисунке 4.25.

После адаптации модели получен коэффициент детерминации 0,95 между промышленным и расчетным устьевым давлением, что говорит о хорошей сходимости полученных результатов.

Таблица 4.5 – Дискретизированные данные по расходу ЖГС, используемые в матмодели

Время с начала расчета, с	Расход, 10^{-3} м ³ /с	Время с начала расчета, с	Расход, 10^{-3} м ³ /с
0	5,65	125280	3,65
28800	5,43	139680	3,95
53280	5,35	160560	0
64800	5,3	165600	4,05
70560	5,0	187200	3,85
74880	3,9	201600	3,75
84960	4,0	216000	3,7
109440	0	230400	3,66
112320	3,8	244800	3,65



- – фактические данные по давлению нагнетания ЖГС (давление на устье скважины), атм;
- – расчетные данные по давлению нагнетания ЖГС (давление на устье скважины), атм.

Рисунок 4.25 – Сопоставление фактических и расчетных данных давления на устье скважины при закачке водного солевого раствора

4. Проверка качества адаптации модели на основе промышленных данных глушения скважины с использованием водных солевых растворов ЖГС

Адаптированная на предыдущем этапе матмодель была использована для прогнозирования изменения устьевого давления и расхода, а также объемов поглощений жидкостей глушения на соседней скважине со схожими ФЕС и конструкцией скважины. Промысловые данные процесса глушения данной скважины представлены на рисунке 4.26.

Результаты расчета динамики устьевого давления соседней скважины, полученные по данным матмодели, в сравнении с фактическими данными представлены на рисунке 4.27.

Как видно из графика, динамика фактических и расчетных данных устьевого давления имеет достаточно высокую сходимость при моделировании глушения скважины водным солевым раствором. Расчетный коэффициент детерминации при этом составил 0,93.

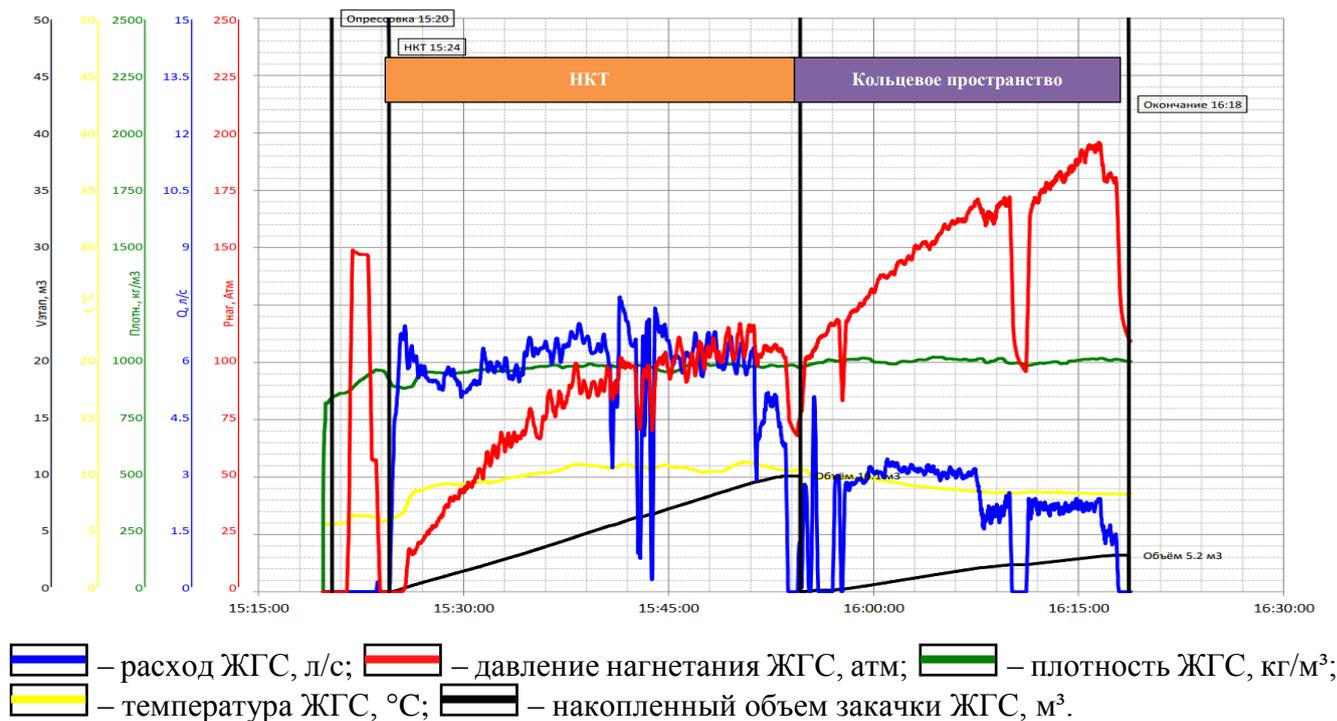
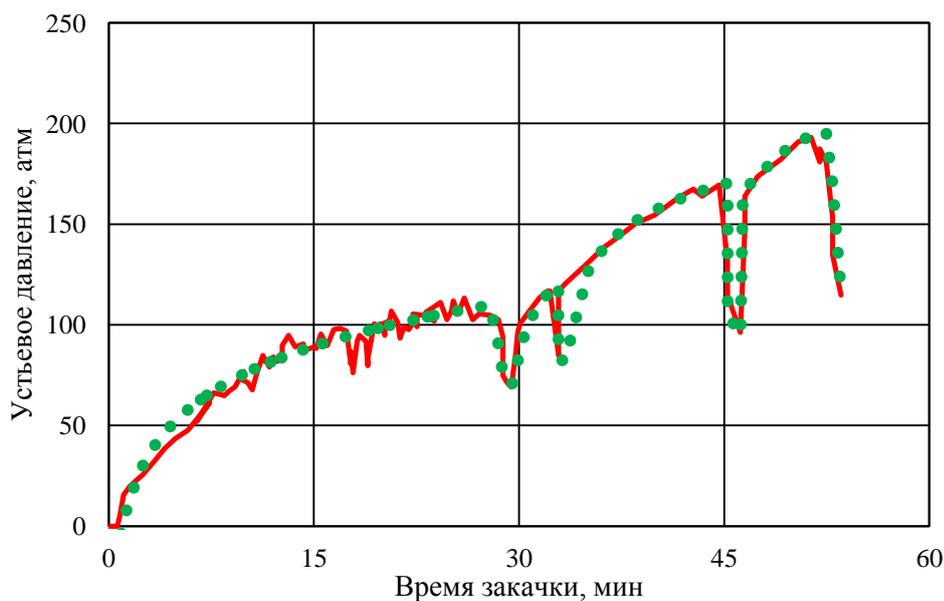


Рисунок 4.26 – Промысловые данные процесса глушения соседней скважины водным солевым раствором



— – фактические данные по давлению нагнетания ЖГС (давление на устье соседней скважины), атм; — – расчетные данные по давлению нагнетания ЖГС (давление на устье соседней скважины), атм.

Рисунок 4.27 – Сопоставление фактических и расчетных данных давления на устье соседней скважины НГКМ при закачке водного солевого раствора

5. Адаптация математической модели для условий глушения скважины блокирующими составами с неньютоновским характером течения

На данном этапе была проведена адаптация полученной матмодели для условий глушения скважины с применением блокирующих составов с неньютоновским характером течения. В

качестве исходных данных ФЕС были использованы результаты адаптации процесса глушения скважины водным солевым раствором. Используемые при адаптации промысловые данные процесса глушения скважины НГКМ представлены на рисунке 4.28. При глушении использовался блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор.

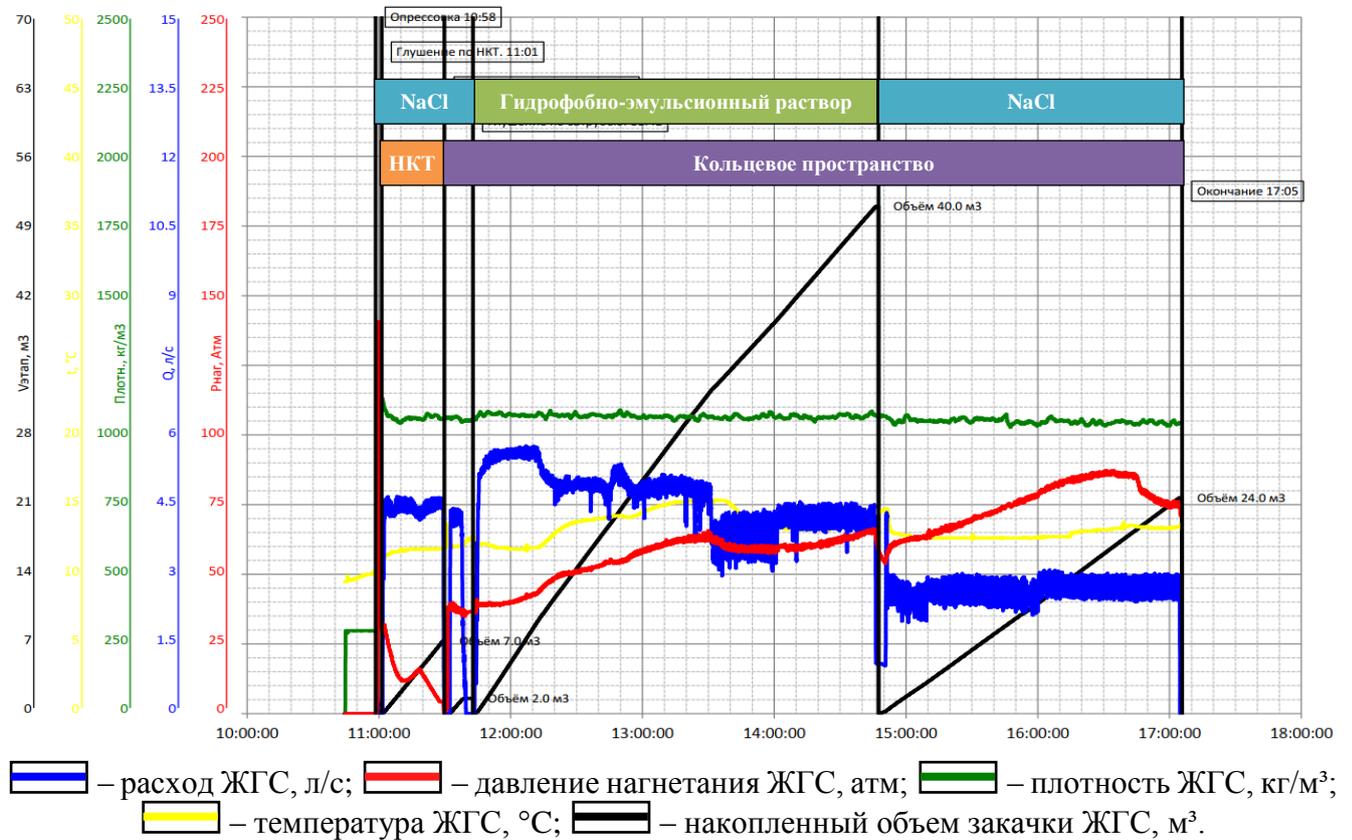
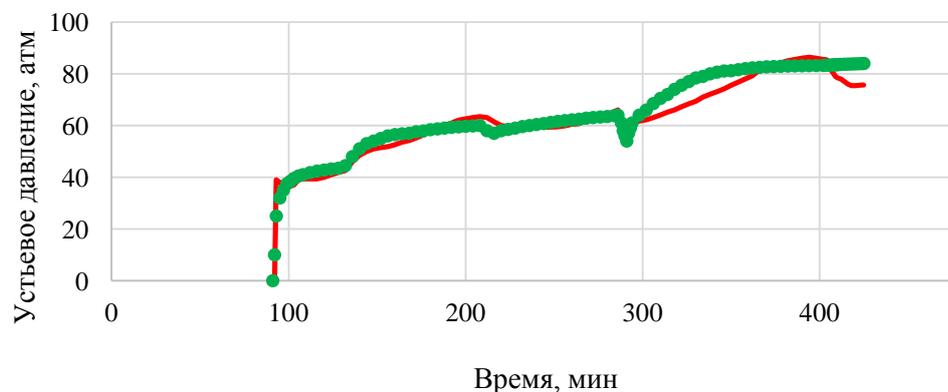


Рисунок 4.28 – Промысловые данные процесса глушения скважины с использованием гидрофобно-эмульсионного раствора

Результаты расчета динамики устьевого давления скважины, полученные по данным матмодели, в сравнении с фактическими данными представлены на рисунке 4.29.



— фактические данные по давлению нагнетания блокирующего эмульсионного раствора (давление на устье скважины), атм; — расчетные данные по давлению нагнетания блокирующего эмульсионного раствора (давление на устье скважины), атм.

Рисунок 4.29 – Сравнение динамики фактических данных устьевого давления с расчетными при закачке в скважину блокирующего эмульсионного раствора

Как видно из графика, динамика фактических и расчетных данных устьевого давления имеет достаточно высокую сходимость при моделировании глушения скважины блокирующим гидрофобно-эмульсионным раствором. Расчетный коэффициент детерминации при этом составил 0,95.

6. Проверка качества адаптации модели с помощью промысловых данных глушения скважины блокирующими составами с неньютоновским характером течения.

Адаптированная на предыдущем этапе матмодель была использована для прогнозирования изменения устьевого давления и расхода при глушении на соседней скважине со схожими ФЕС и конструкцией скважины. Промысловые данные процесса глушения данной скважины представлены на рисунке 4.30. При глушении данной скважины также использовался блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор той же рецептуры.

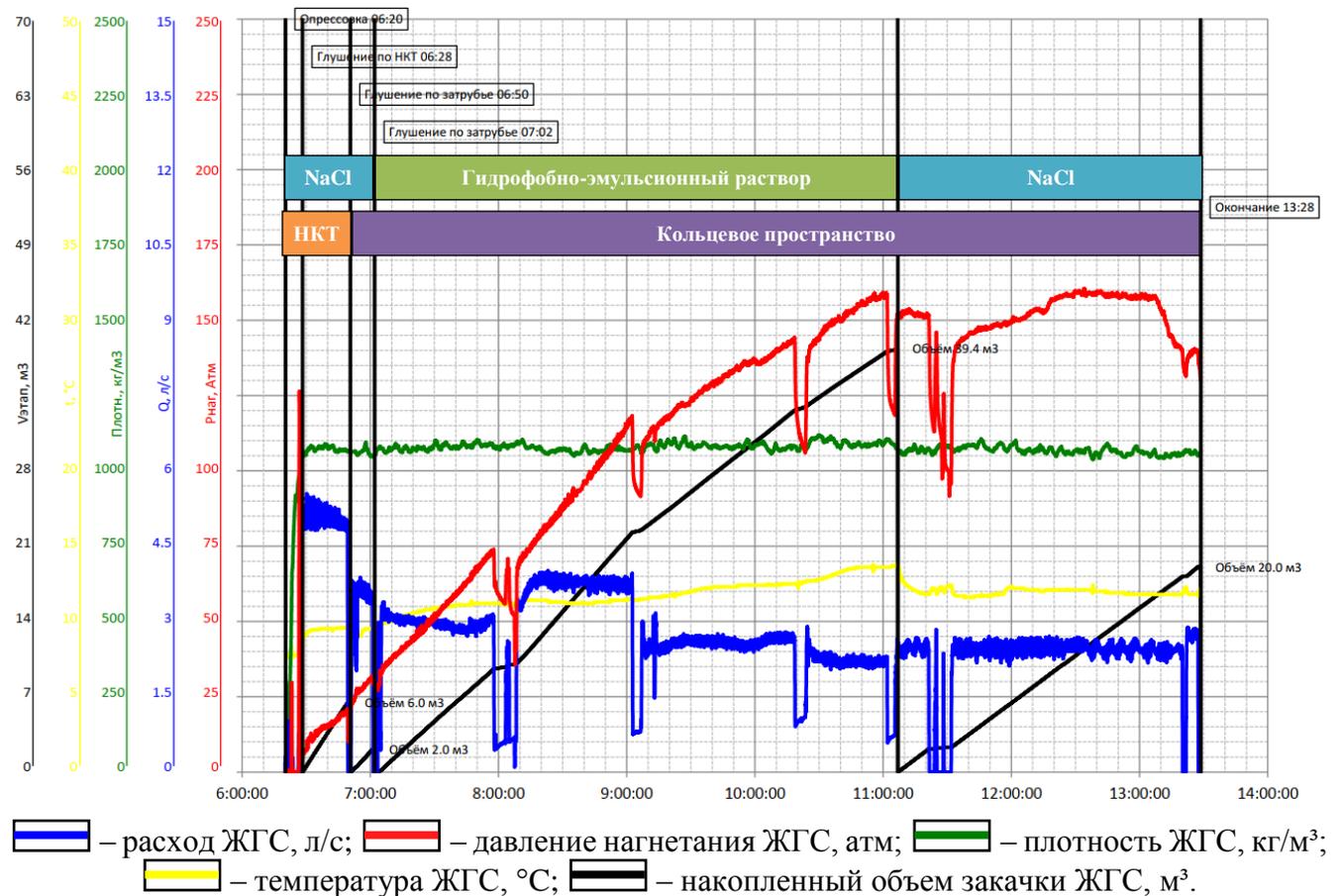


Рисунок 4.30 – Промысловые данные процесса глушения соседней скважины с использованием гидрофобно-эмульсионного раствора

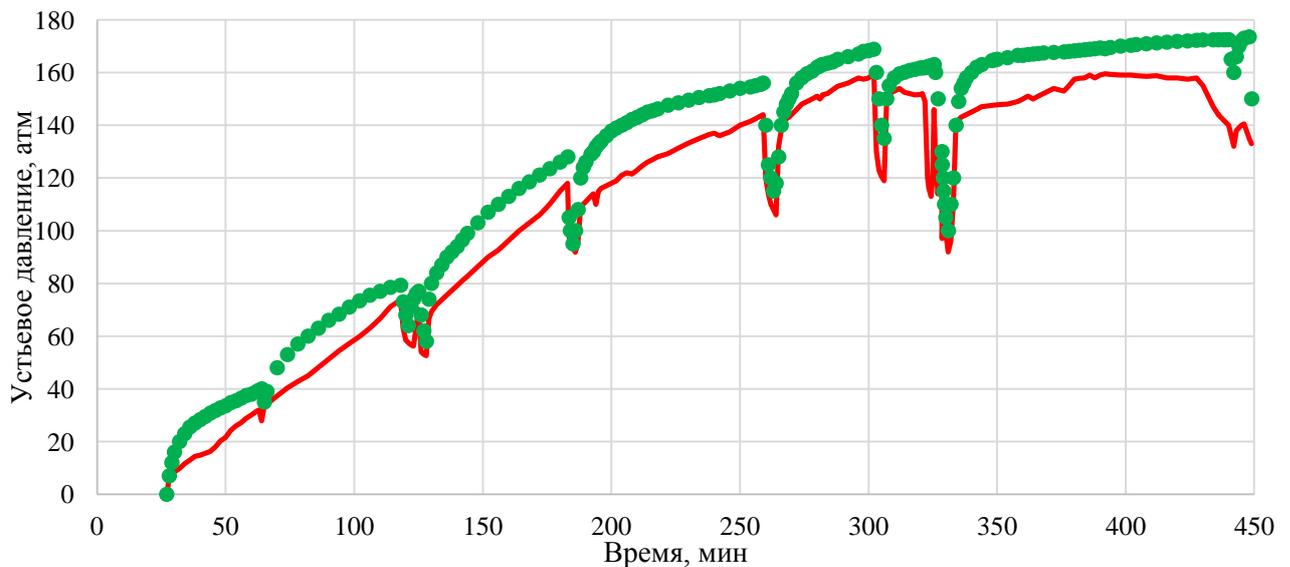
Результаты расчета динамики устьевого давления скважины, полученные по данным матмодели, в сравнении с фактическими данными представлены на рисунке 4.31.

По результатам проверки качества модели на соседней скважине видно, что расчетная модель показывает завышенные значения по устьевому давлению. Это может быть связано с

пониженными ФЕС в соседней скважине в сравнении со скважиной, на которой проходила адаптация модели. Расчетный коэффициент детерминации при этом составил 0,85.

Из представленных данных видно, что разработанная численная модель достаточно достоверно прогнозирует данные по устьевому давлению при глушении скважин водными солевыми растворами и блокирующими составами с неньютоновским характером течения.

Результаты проверки качества адаптации модели по другим скважинам (таблица 4.6) с применением различных типов блокирующих составов показали достаточно высокую степень сходимости фактических данных с расчетными: для водных солевых растворов – в среднем 0,93; для эмульсионных БП – в среднем 0,90; для полимерных БП – в среднем 0,82.



— фактические данные по давлению нагнетания блокирующего эмульсионного раствора (давление на устье соседней скважины), атм; — расчетные данные по давлению нагнетания блокирующего эмульсионного раствора (давление на устье соседней скважины), атм.

Рисунок 4.31 – Сравнение динамики фактических данных устьевого давления с расчетными при закачке в соседнюю скважину блокирующего эмульсионного раствора

Таблица 4.6 – Итоговые результаты сравнения фактических данных с прогнозными процесса глушения скважины НГКМ с применением различных типов блокирующих составов

Используемые типы ЖГС	Максимальное устьевое давление (прогноз), МПа	Максимальное устьевое давление (факт), МПа	Коэффициент детерминации
Водный солевой раствор	10,7	10,5	0,95
Водный солевой раствор	19,7	19,0	0,93
Водный солевой раствор	17,7	15,9	0,90
Эмульсионная БП	8,0	8,4	0,95
Эмульсионная БП	17,0	16,0	0,85
Эмульсионная БП	14,9	13,3	0,89
Полимерная БП	15,2	12,5	0,82
Полимерная БП	16,9	15,5	0,91
Полимерная БП	19,8	14,2	0,72

По результатам проведенного анализа активности трещин в зависимости от давления в скважине возможно определить два характерных значения забойных давлений:

1. Минимальное забойное давление, при котором трещины, в условиях работы скважины на депрессии, закрылись (P_{min}).
2. Предельное забойное давление повторного раскрытия трещин при нагнетании ТЖ в скважину (P_{max}).

При глушении забойное давление должно находиться в диапазоне между P_{min} и P_{max} . Зная значения забойных давлений, можно определить расход и давление нагнетания на устье скважины. Для этого необходимо рассчитать значение гидростатического давления, а также построить зависимость гидравлических потерь при нагнетании технологической жидкости в скважину от ее расхода. Пример результатов расчета гидравлических потерь при закачке блокирующего состава в НКТ и в затрубное (кольцевое) пространство от расхода представлен на рисунке 4.32. Алгоритм расчета давления на устье скважины и забое, а также гидравлических потерь при закачке в скважину ТЖ описан в разделе 4.1 и реализован в программе ЭВМ «Программа для расчета технологических параметров закачки жидкости в скважину на основе реологических данных» [263] (Приложение Т), а также использовался при разработке совместно с компанией ООО «Санкт-Петербургский Инженерно-проектный центр» учебно-тренажерного комплекса по текущему и капитальному ремонту скважин в лабораторной работе «Глушение скважины (прямая и обратная промывка)» (Приложение Ж).

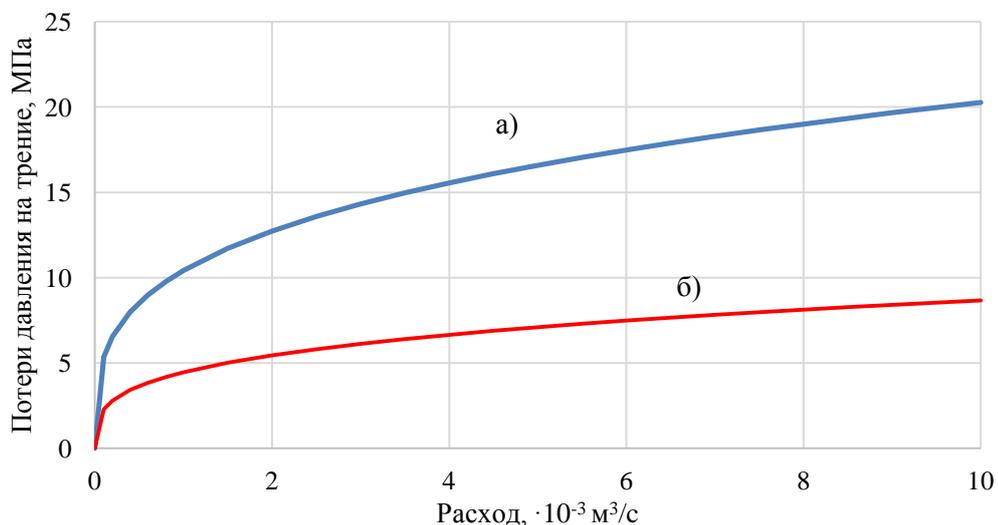


Рисунок 4.32 – Зависимость гидравлических потерь давления от расхода при закачке ЖГС в НКТ (а) и в затрубное (кольцевое) пространство (б)

На примере одной из скважин НГКМ выполнено определение рабочего диапазона «устьевое давление – расход» при закачке ЖГС в НКТ и в затрубное пространство. Результаты расчета представлены на рисунках 4.33 и 4.34, соответственно. При расчетах использовались

результаты лабораторных реологических исследований эмульсионного блокирующего состава, представленные на рисунке 4.18 и в таблице 4.4.

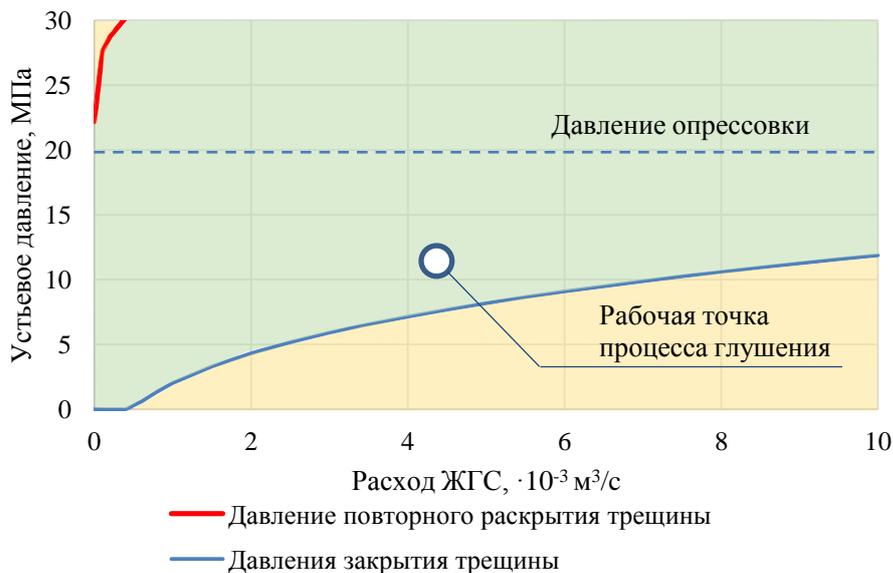


Рисунок 4.33 – Результаты определения рабочей зоны процесса глушения при прямой промывке (по НКТ): зеленая зона – зона неактивных трещин; желтые зоны – зоны фильтрующих трещин

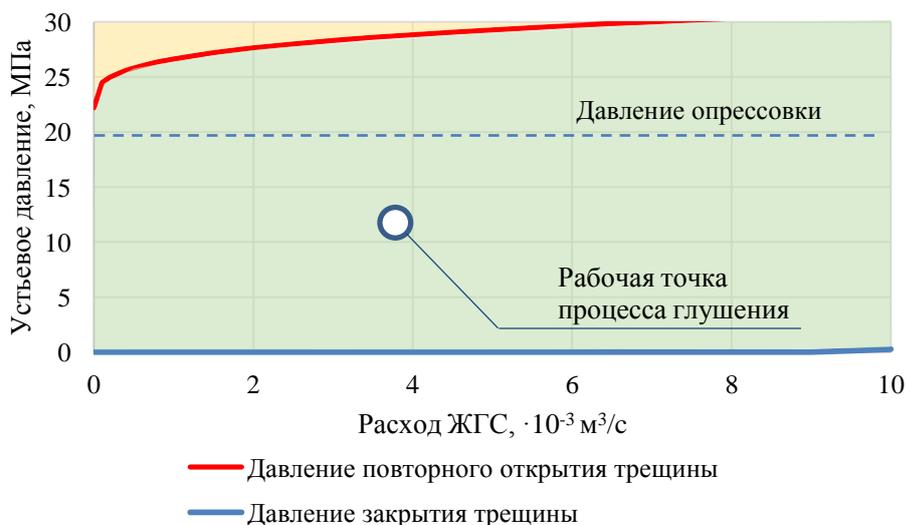


Рисунок 4.34 – Результаты определения рабочей зоны процесса глушения при обратной промывке (по кольцевому пространству скважины): зеленая зона – зона неактивных трещин; желтая зона – зоны фильтрующих трещин

Согласно произведенному расчету, в случае если при глушении скважины рабочая точка (давление/расход) находится внутри зеленой зоны, то глушение происходит в условиях нефилтрующих трещин. На качество (достоверность) расчета оказывают влияние следующие факторы:

- Расчет проведен для скважины, на которой были проведены исследования пластовым микроимиджером. Для скважин, на которых исследования имиджером не проводилось,

предполагается использование трещин из DFN-модели (модели дискретной сети трещин) месторождения.

- Значения главных региональных напряжений берутся из 3D геомеханической модели месторождения.
- Качество расчета зависит от точности определения пластового давления в призабойной зоне скважины.

Стоит отметить, что результаты таких специальных исследований скважины, как термометрия, расходомерия и определение профиля притока и приемистости, можно использовать для оценки зон фильтрации и, соответственно, проведения калибровки проводящей способности трещин при различных давлениях в скважине.

На рисунке 4.35 представлена итоговая блок-схема алгоритма определения технологического режима глушения скважины (давления закачки ЖГС) в условиях трещинного карбонатного коллектора, в котором представлен перечень основных исходных и расчетных данных.

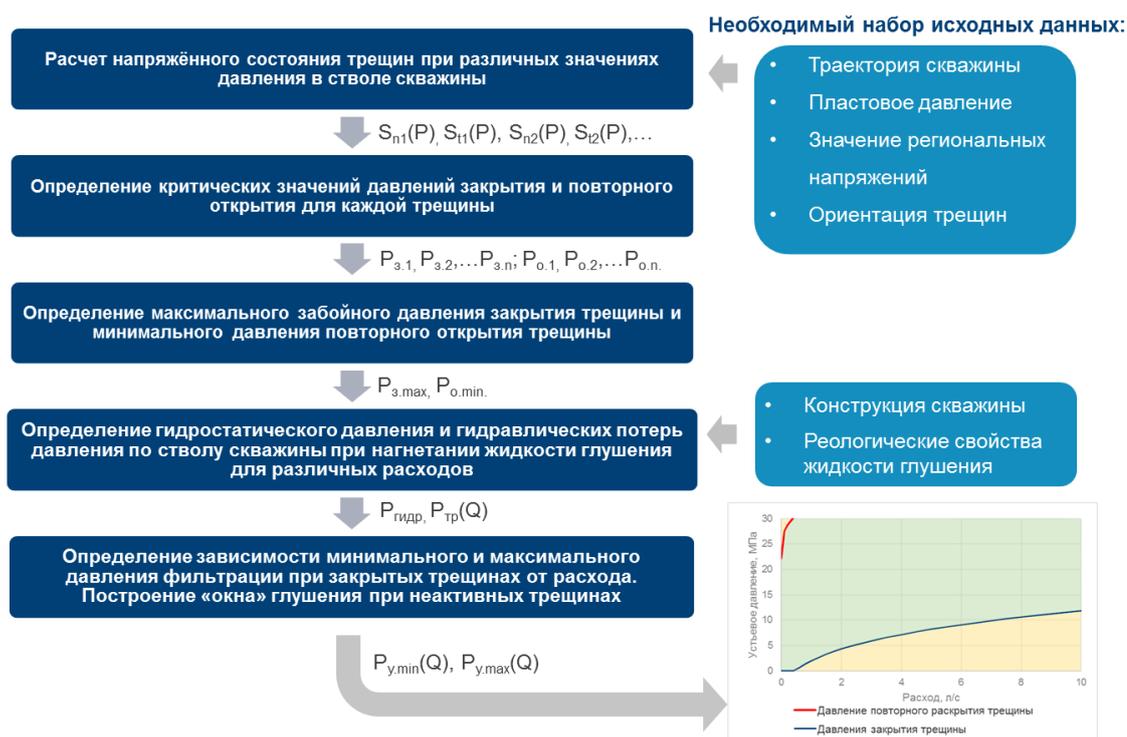


Рисунок 4.35 – Блок-схема определения режима глушения скважины (давления закачки ЖГС)

4.4 Разработка специализированных программ для сопровождения процесса глушения скважин в осложненных условиях

В результате проведенных теоретических и экспериментальных исследований на базе кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Горного университета разработан, запатентован и рекомендован к внедрению комплекс специализированных программ

для сопровождения процесса глушения добывающих скважин в осложненных условиях их эксплуатации (рисунок 4.36), включающий:

1. Программу для подбора и расчета основных параметров жидкостей глушения скважин при подземном ремонте (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020615706) [260] (Приложение Р) с базами данных современных технологий глушения нефтяных и газовых скважин (свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2022621272) [258] (Приложение Ф) и технологических жидкостей для текущего и капитального ремонта скважин (свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2022621227) [259] (Приложение Х).

2. Программу для подбора фракционного состава мраморной крошки для блокирующей углеводородной жидкости глушения нефтяной скважины в условиях трещинно-порового коллектора (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020616170) [261] (Приложение С).

3. Программу для расчета технологических параметров закачки жидкости в скважину на основе реологических данных (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020615617) [263] (Приложение Т).

4. Программу для моделирования активации естественных трещин при глушении скважин (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020613106) [262] (Приложение У).



Рисунок 4.36 – Комплексная система сопровождения процесса глушения нефтяных скважин в условиях трещинно-поровых пород-коллекторов

4.4.1 Программа для подбора и расчета основных параметров жидкостей глушения скважины при подземном ремонте

Данная программа совместно с вышеуказанными базами данных позволяет осуществлять подбор наиболее эффективных технологий глушения нефтяных и газовых скважин в зависимости от области их эффективного применения, а также производить автоматизированный расчет технологических параметров (плотность, объемы, продолжительность глушения) в зависимости от заданных геолого-промысловых условий.

На первом этапе математический алгоритм, заложенный в программу, обрабатывает введенные пользователем промысловые данные. По результатам обработанных данных происходит выбор наиболее эффективной технологической жидкости, рекомендуемой по данным области ее эффективного применения. На втором этапе программа рассчитывает параметры процесса глушения, включая определение темпов закачки жидкости глушения в скважину с возможностью применить в расчете исходные данные, полученные на первом этапе. Программа позволяет использовать в расчете опыт ранее проведенных операций по глушению на данной скважине, а также историю проведения ГТМ (гидравлический разрыв пласта, кислотная обработка и др.). По введенным данным конструкции скважин и ГИС определяются объемы и плотности технологических жидкостей. По результатам проведенных расчетов определяются основные параметры глушения скважины при подземном ремонте и составляется программа работ.

На рисунке 4.37 представлен алгоритм разработанной программы. В основе данного алгоритма используются общепринятые уравнения. Выбор состава технологической жидкости осуществляется в зависимости от введенных геолого-промысловых данных с учетом требования по минимизации любого негативного воздействия на призабойную зону пласта (перечень данных требований представлен в разделе 1.1), а также соблюдения требований по безопасности, технологичности и экологии.

На рисунках 4.38-4.40 представлен пример типового расчета с использованием разработанной программы. Алгоритм расчета реализован в виде программного кода на языке программирования Object Pascal с визуальным интерфейсом в программе Delphi 10 Seattle.

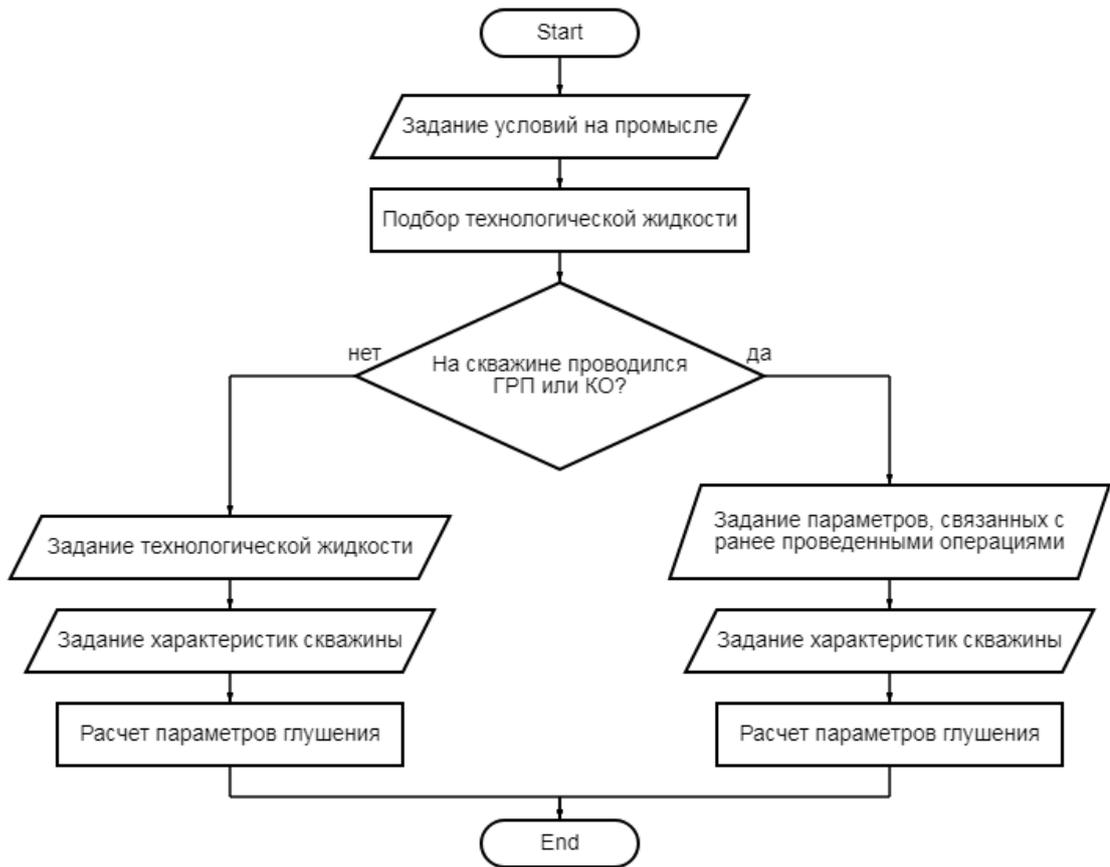


Рисунок 4.37 – Алгоритм программы для подбора и расчета основных параметров жидкостей глушения скважин при подземном ремонте

Расчет основных параметров глушения скважин при подземном ремонте Выход

Условия на промысле:

- Аномально низкое пластовое давление
- Пониженное пластовое давление
- Нормальное пластовое давление
- Повышенное пластовое давление
- Аномально высокое пластовое давление
- Обводненность >60%
- Обводненность <60%
- Высокопроницаемые пласты, естественные или искусственные трещины
- Скважины после гидроразрыва пласта и кислотной обработки

Выбор технологической жидкости

В качестве жидкости глушения предлагается использовать пены, азрированные жидкости, обратные эмульсии и сшитые полимерные составы

Повторный выбор тех.жидкости

Рассчитать параметры процесса глушения

Рисунок 4.38 – Внешний вид интерфейса программы по внесению исходных геолого-промысловых данных и выбору технологии глушения

Расчет основных параметров глушения скважин при подземном ремонте Выход

Условия на промысле:

- Аномально низкое пластовое давление
- Пониженное пластовое давление
- Нормальное пластовое давление
- Повышенное пластовое давление
- Аномально высокое пластовое давление
- Обводненность >60%
- Обводненность <60%
- Высокопроницаемые пласты, естественные или искусственные трещины
- Скважины после гидроразрыва пласта и и кислотной обработки

На скважине проводился ГРП или КО

Выберите технологию глушения:

- прямая промывка
- обратная промывка

Выберите вид технологической жидкости:

- обратные эмульсии
- сшитые полимерные составы
- минерализованные растворы
- утяжеленные обратные эмульсии
- известково-битумный раствор
- техническая или пластовая вода
- обратные эмульсии с наполнителем

Пластовое давление, атм:	91,2
Избыточное давление, атм:	20
Плотность воды, кг/м ³ :	1015
Плотность нефти, кг/м ³ :	824,2
Глубина скважины, м:	2661
Глубина перфорации, м:	0,5
Вертикальная глубина перфорации, м:	1100
Глубина подвески, м:	1000
Обводненность продукции, д.ед:	0
Наружный диаметр ЭК, мм:	177,8
Толщина ЭК, мм:	9,19

Наружный диаметр колонны 1, мм:	57
Внутренний диаметр колонны 1, мм:	22
Длина секции 1, м:	24
Наружный диаметр колонны 2, мм:	42
Внутренний диаметр колонны 2, мм:	32
Длина секции 2, м:	24

В качестве жидкости глушения предлагается использовать пены, азрированные жидкости, обратные эмульсии и сшитые полимерные составы

Рассчитать параметры процесса глушения

Рисунок 4.39 – Пример рабочего окна программы по внесению исходных данных о конструкции скважины и параметрах пласта

Расчет основных параметров глушения скважин при подземном ремонте Выход

Условия на промысле:

- Аномально низкое пластовое давление
- Пониженное пластовое давление
- Нормальное пластовое давление
- Повышенное пластовое давление
- Аномально высокое пластовое давление
- Обводненность >60%
- Обводненность <60%
- Высокопроницаемые пласты, естественные или искусственные трещины
- Скважины после гидроразрыва пласта и и кислотной обработки

На скважине проводился ГРП или КО

Выберите технологию глушения:

- прямая промывка
- обратная промывка

Выберите вид технологической жидкости:

- обратные эмульсии
- сшитые полимерные составы
- минерализованные растворы
- утяжеленные обратные эмульсии
- известково-битумный раствор
- техническая или пластовая вода
- обратные эмульсии с наполнителем

Пластовое давление, атм:	91,2
Избыточное давление, атм:	20
Плотность воды, кг/м ³ :	1015
Плотность нефти, кг/м ³ :	824,2
Глубина скважины, м:	2661
Глубина перфорации, м:	0,5
Вертикальная глубина перфорации, м:	1100
Глубина подвески, м:	1000
Обводненность продукции, д.ед:	0
Наружный диаметр ЭК, мм:	177,8
Толщина ЭК, мм:	9,19

Наружный диаметр колонны 1, мм:	57
Внутренний диаметр колонны 1, мм:	22
Длина секции 1, м:	24
Наружный диаметр колонны 2, мм:	42
Внутренний диаметр колонны 2, мм:	32
Длина секции 2, м:	24

В качестве жидкости глушения предлагается использовать пены, азрированные жидкости, обратные эмульсии и сшитые полимерные составы

Рассчитать параметры процесса глушения

Объем металла НКТ, м ³ :	0,066
Всего объем обсадной колонны, м ³ :	53,115
Всего объем НКТ, м ³ :	0,028
Объем затрубного пространства, м ³ :	0,864
Объем нижней части ОК, м ³ :	33,155
Безопас. вес жидкости глушения, г/см ³ :	-0,315
Общий объем состава, м ³ :	33,244
Долив при объеме, м ³ :	0,066
Теоретический вес ЖГ, г/см ³ :	0,829
Запас безопасности, атм:	9,1

Количество циклов глушения:	2
Первый цикл - объем, м ³ :	0,892
- время закачки, мин.	5,95
Второй цикл - объем, м ³ :	0,892
- время закачки, мин.	5,95

Плотность состава, г/см ³ :	0,9745
Объем состава, см ³ :	33,244

ПРИМЕЧАНИЕ:

19,961	Объем затруба, л/м	17,409
0,380	Объем НКТ 1, л/м	
0,804	Объем НКТ 2, л/м	
1000,0	Глубина спуска, м	
0,5	Глубина перфорации, м	
2661,0	Глубина забоя, м	

Рисунок 4.40 – Пример рабочего окна программы с итоговыми результатами расчета технологических параметров процесса глушения скважины

4.4.2 Программа для подбора фракционного состава мраморной крошки для блокирующей углеводородной жидкости глушения нефтяной скважины в условиях трещинно-порового коллектора

Данная программа позволяет осуществлять автоматизированный подбор оптимальной концентрации разнофракционной мраморной крошки (в зависимости от степени раскрытости трещин пород-коллекторов) для блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора «БГЭР-МК» (аналог блокирующего состава «ОВНЭ-МК») с целью его использования для глушения скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов на месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями.

На первом этапе математический алгоритм, заложенный в программу, обрабатывает введенное пользователем среднестатистическое значение раскрытости трещин пород-коллекторов месторождения, на котором планируется операция по глушению скважины. По результатам обработанных данных определяется оптимальная концентрация и фракционный состав мраморной крошки в блокирующем составе в зависимости от степени раскрытости трещин и величины перепада давления, которое требуется выдержать в процессе глушения скважины (зависит от коэффициента аномальности пластового давления).

На втором этапе программа рассчитывает требуемый объем компонентов БС для его приготовления в промышленных условиях. Также определяются оптимальные значения объема и плотности задавочной жидкости и самого БС в зависимости от параметров пласта и конструкции скважины. По результатам проведенных расчетов формируется программа работ по глушению скважины с применением БС.

На рисунке 4.41 представлен алгоритм разработанной программы. В основе разработанного алгоритма лежат общепринятые уравнения. Входными параметрами проводимого расчета являются конструкция скважины и геолого-физические характеристики продуктивного пласта. Выбор рецептуры БС осуществляется на основании данных проведенных лабораторных исследований по оценке его блокирующих и фильтрационных свойств согласно методикам, описанным в разделах 3.1.4 и 3.1.5, соответственно. На основании этих данных осуществляется подбор типа, фракции и концентрации наполнителей различного типа с учетом среднего значения раскрытости трещин пород-коллекторов. Также выполняются расчет необходимых объемов реагентов для приготовления обратной эмульсии в промышленных условиях.

На рисунках 4.42-4.44 представлен пример типового расчета с использованием разработанной программы. Алгоритм расчета реализован в виде программного кода на языке программирования Object Pascal с визуальным интерфейсом в программе Delphi 10 Seattle.

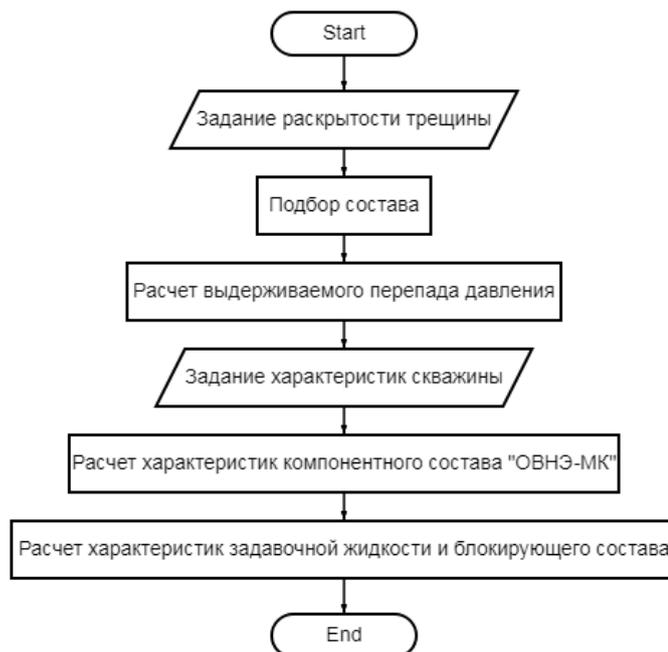


Рисунок 4.41 – Алгоритм программы для расчета технологических параметров БС при подборе оптимальной концентрации разнофракционной мраморной крошки

Программа для подбора фракционного состава микрокальцита для блокирующей углеводородной жидкости глушения нефтяной скважины в условиях трещино-порового коллектора

Раскрытость трещины, мм

Наименование подобранного состава:

выдерживает перепад давления:

Рисунок 4.42 – Внесение данных по раскрытости трещины и подбор оптимальной рецептуры эмульсионного БС

Программа для подбора фракционного состава микрокальцита для блокирующей углеводородной жидкости глушения нефтяной скважины в условиях трещино-порового коллектора

Раскрытость трещины, мм

Пожалуйста, введите необходимые данные для расчета:

Текущее пластовое давление, МПа:	<input type="text" value="20"/>
Плотность пластовой нефти, кг/м ³ :	<input type="text" value="824,2"/>
Плотность пластовой воды, кг/м ³ :	<input type="text" value="1015"/>
Плотность водного раствора хлорида калия для приготовления раствора "БГЭР", кг/м ³ :	<input type="text" value="1285"/>
Наружный диаметр ЭК, м:	<input type="text" value="0,146"/>
Толщина стенки ЭК, м:	<input type="text" value="0,0077"/>
Глубина спуска ЭК, м:	<input type="text" value="2821"/>
Интервалы перфорации - верхний, м:	<input type="text" value="2752"/>
нижний, м:	<input type="text" value="2759"/>
Искусственный забой, м:	<input type="text" value="2809,5"/>
Глубина спуска НКТ, м:	<input type="text" value="1800"/>
Наружный диаметр НКТ, м:	<input type="text" value="0,06"/>
Толщина стенки НКТ, м:	<input type="text" value="0,0055"/>
Средний зенитный угол ствола скважины, градус:	<input type="text" value="0"/>
Коэффициент безопасности работ, д.ед:	<input type="text" value="0,05"/>

Рисунок 4.43 – Внесение исходных данных по конструкции скважины и параметрам пласта

Программа для подбора фракционного состава микрокальцита для блокирующей углеводородной жидкости глушения нефтяной скважины в условиях трещино-порового коллектора Выход

Раскрытость трещины, мм

Наименование подобранного состава:

выдерживает перепад давления:

Пожалуйста, введите необходимые данные для расчета:

Текущее пластовое давление, МПа:	<input type="text" value="20"/>	Для приготовления обратной эмульсии необходимы следующие объемы реагентов, м ³ :
Плотность пластовой нефти, кг/м ³ :	<input type="text" value="824,2"/>	Водный раствор хлористого кальция: <input type="text" value="0,925"/>
Плотность пластовой воды, кг/м ³ :	<input type="text" value="1015"/>	Нефть: <input type="text" value="0,237"/>
Плотность водного раствора хлорида калия для приготовления раствора "БГЭР", кг/м ³ :	<input type="text" value="1285"/>	Реагент-эмульгатор Ялан-Э2: <input type="text" value="0,024"/>
Наружный диаметр ЭК, м:	<input type="text" value="0,146"/>	Масса микрокальцита, кг: <input type="text" value="0,071"/>
Толщина стенки ЭК, м:	<input type="text" value="0,0077"/>	Для глушения скважины необходимо закачать следующие объемы реагентов, м ³ :
Глубина спуска ЭК, м:	<input type="text" value="2821"/>	Задавочная жидкость <input type="text" value="34,717"/>
Интервалы перфорации - верхний, м:	<input type="text" value="2752"/>	Плотность задавочной жидкости, кг/м <input type="text" value="747,489"/>
нижний, м:	<input type="text" value="2759"/>	"БГЭР-МК": <input type="text" value="1,186"/>
Искусственный забой, м:	<input type="text" value="2809,5"/>	Плотность "БГЭР-МК", кг/м ³ : <input type="text" value="1185,135"/>
Глубина спуска НКТ, м:	<input type="text" value="1800"/>	<input type="button" value="Рассчитать повторно"/>
Наружный диаметр НКТ, м:	<input type="text" value="0,06"/>	
Толщина стенки НКТ, м:	<input type="text" value="0,0055"/>	
Средний зенитный угол ствола скважины, градус:	<input type="text" value="0"/>	
Коэффициент безопасности работ, д.ед:	<input type="text" value="0,05"/>	

Рисунок 4.44 – Пример рабочего окна программы с итоговыми результатами расчетов

4.4.3 Программа для расчета технологических параметров закачки жидкости в скважину на основе реологических данных

Данная программа предназначена для планирования и сопровождения операции по глушению скважины с использованием блокирующих составов с неньютоновскими свойствами. Она позволяет сократить время на получение информации об основных параметрах процесса закачки технологической жидкости в скважину и, при необходимости, скорректировать рецептуру используемого блокирующего состава. Подробное описание данной программы представлено в работе [160, 263].

На рисунке 4.45 представлен алгоритм разработанной программы, заключающийся в обработке входных данных, расчете технологических параметров процесса глушения и построения графика зависимости текущего забойного давления от различных характеристик насосного агрегата. Входными параметрами проводимого расчета являются конструкция скважины, режимы работы насоса для закачки (давление и подача), плотность используемой технологической жидкости и данные лабораторных исследований, получаемые с помощью ротационного вискозиметра (скорость и напряжение сдвига, вязкость жидкости). Данный

алгоритм представлен в виде программного кода, написанного на языке программирования Object Pascal. Для сокращения затрат времени на проведение расчетов и проведения экспертной оценки полученных результатов был также разработан визуальный интерфейс, составленный в программе Delphi 10 Seattle (рисунок 4.46). В основе разработанного алгоритма лежат общепринятые уравнения.

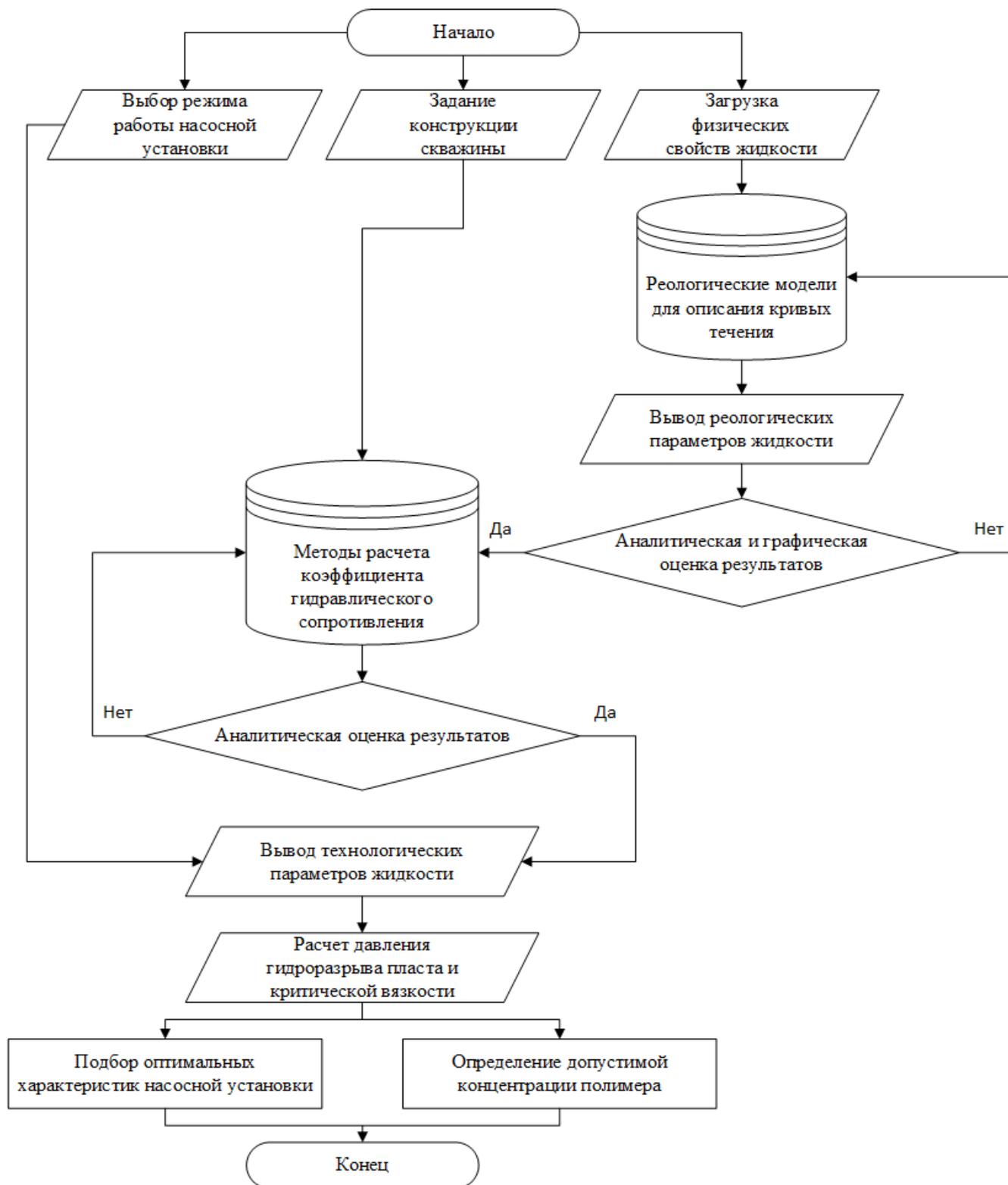


Рисунок 4.45 – Алгоритм программы для расчета технологических параметров закачки неньютоновской жидкости в скважину на основе реологических данных

Рисунок 4.46 – Визуальный интерфейс разработанной программы

Программа по методике, описанной в разделе 4.1.2, позволяет осуществлять автоматизированный расчет технологических параметров процесса глушения скважины при закачке в нее блокирующих составов, представляющих собой неньютоновские жидкости.

На первом этапе математический алгоритм, заложенный в программу, обрабатывает полученную по результатам лабораторных исследований реологическую кривую течения или вязкости блокирующего состава. По результатам обработанных данных определяются реологические параметры и коэффициенты, входящих в уравнения реологических моделей неньютоновских жидкостей (блокирующих составов) (рисунки 4.47-4.48). Выбор реологической модели осуществляется графическим способом. На данном этапе из числа общепринятых реологических моделей (смотреть таблицу 4.1) подбираются зависимости, наилучшим образом описывающие кривую течения исследуемой жидкости, полученную по результатам проведенных реологических исследований согласно методике, описанной в разделе 3.1.4. Также выполняется расчет коэффициента детерминации R^2 для численной оценки полученного результата.

Определение реологических характеристик блокирующих составов осуществляется последовательно в два этапа:

1. Линейный регрессионный анализ реологической кривой течения и/или вязкости блокирующего состава, полученной по результатам проведенных лабораторных исследований, с целью определения значений вязкости и напряжений сдвига.

2. Нелинейный регрессионный анализ по полученным значениям вязкости и напряжения сдвига с целью поиска значений фактора консистенции и показателя текучести блокирующего состава.

Оценка параметров уравнений регрессии осуществляется методом наименьших квадратов [111].

Физические свойства технологической жидкости

Плотность ρ , кг/м³

Законы для описания кривых течения:

Пластическая вязкость μ_p , мПа*с= Фактор консистенции k =

Предел текучести τ_0 , Па= Показатель текучести n =

Конечная вязкость μ_∞ , мПа*с=

Коэффициент ньютоновской(начальной) вязкости μ_0 , мПа*с=

Максимальное напряжение сдвига при измерении τ_{m1} , Па=

Рисунок 4.47 – Введение данных лабораторных исследований и расчет реологических характеристик блокирующего состава

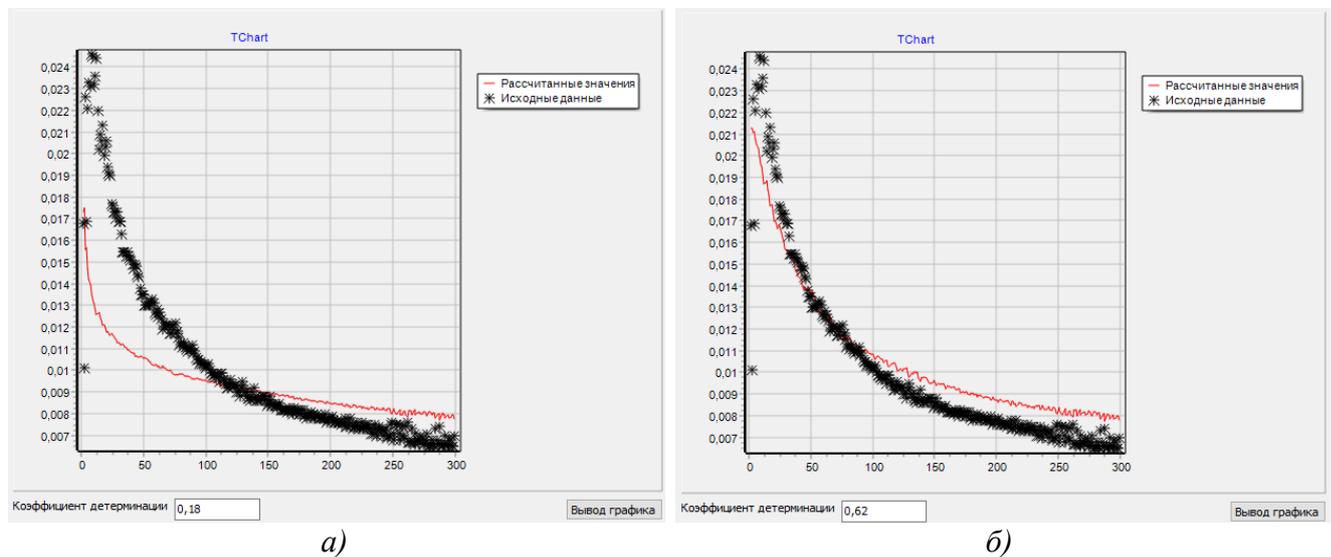


Рисунок 4.48 – Пример визуализации некорректного (выбрана модель Рейнера – Филиппова) (а) и корректного (б) подбора реологической модели (выбрана модель Де Хавена) БС

На втором этапе программа определяет оптимальные технологические параметры процесса закачки блокирующего состава в скважину (допустимые значения расхода на насосном агрегате и давлений) (рисунки 4.49-4.51). Также устанавливаются оптимальные значения вязкости закачиваемой в скважину жидкости с целью предотвращения возможного гидравлического разрыва пласта. При расчете гидравлических сопротивлений в трубах используются методы, представленные в таблице 4.2. По итогам выполненных расчетов и принимается решение о необходимости изменения технологических параметров закачки неньютоновской жидкости и/или ее компонентного состава с целью предотвращения нарушения технологической операции, например, непреднамеренного образования трещин вследствие ГРП или активации трещин ПЗП (рисунки 4.52-4.53). Расчет параметров гидравлического разрыва пласта осуществляется по методам, изложенным в работах [145, 180, 339, 360].

Подача агрегата ЦА-320М

Частота вращения коленчатого вала 1700	Передача КПП 2	Диаметр втулки, мм 100
Давление, МПа 30,5	Подача, л/с 3	Рассчитать давление и подачу

Конструкция скважины

Наименование элемента:	Глубина спуска, м	Условный диаметр, мм	Толщина стенок, мм	Внутренний диаметр, мм
НКТ	1957	73	5,51	62
ЭК	2033	178,8	9,9	159

Рисунок 4.49 – Внесение исходных данных по параметрам работы насосного агрегата и конструкции скважины

Расчет основных параметров технологической жидкости
Значение для элемента конструкции скважины

Наименование параметра:	НКТ	Затрубное пространство
Средняя скорость сдвига $\bar{u}_{ср}$, 1/с	128,22	17,81
Эффективная вязкость $\mu_{эф}$, мПа*с	9876,8	13416,23
Время заполнения $t_{зап}$, мин	32,82	170,37

Рассчитать параметры

Рисунок 4.50 – Рассчитанные параметры полимерного блокирующего состава

Расчет параметров закачки технологической жидкости

Методы расчета гидравлических потерь:		Число Рейнольдса, Re:
НКТ	А.Метценар и Дж.Рид	6492,75
Затрубное пространство	Е.М.Соловьев	0,04
Интервал перфорации	Б.С.Филатов	254,94
Наименование параметра:	Прямая закачка	Обратная закачка
Давление на забое Рзаб, МПа	45,4	-437,68
Объем глушения V, м ³	7,42	32,18
Время закачки tзак, мин	41,21	178,75

Рассчитать параметры закачки

Рисунок 4.51 – Пример некорректного выбора метода расчета гидравлических потерь на трение полимерного блокирующего состава

Критерии гидроразрыва пласта

Исходные данные:			
Модуль упругости E, ГПа	30	Коэффициент Пуассона ν , мм/мм	0,2
Глубина скважины (до 1/2 нперф), м	2000	Минимальная деформация Δ , д.ед.	0,0003
Поровое давление Рпор, МПа	17	Вертикальное напряжение Рв, МПа	48
Коэффициент Био, д.ед	1	Максимальная деформация Δ' , д.ед.	0,0009
Плотность вышележащих горных пород $\rho_{гп}$, кг/м ³	2400		
Предел прочности горной породы при одноосном растяжении (UTS), МПа	12		
Результаты вычислений:			
Горизонтальная составляющая горного давления Ргг, МПа	11,77		
Давление гидроразрыва Ргрг, МПа	15		
Критическая вязкость технологической жидкости $\mu_{кр}$, Па*с	2,79		

Рассчитать критерии гидроразрыва пласта

Рисунок 4.52 – Пример введение исходных данных геомеханических исследований для расчета давления гидроразрыва пласта

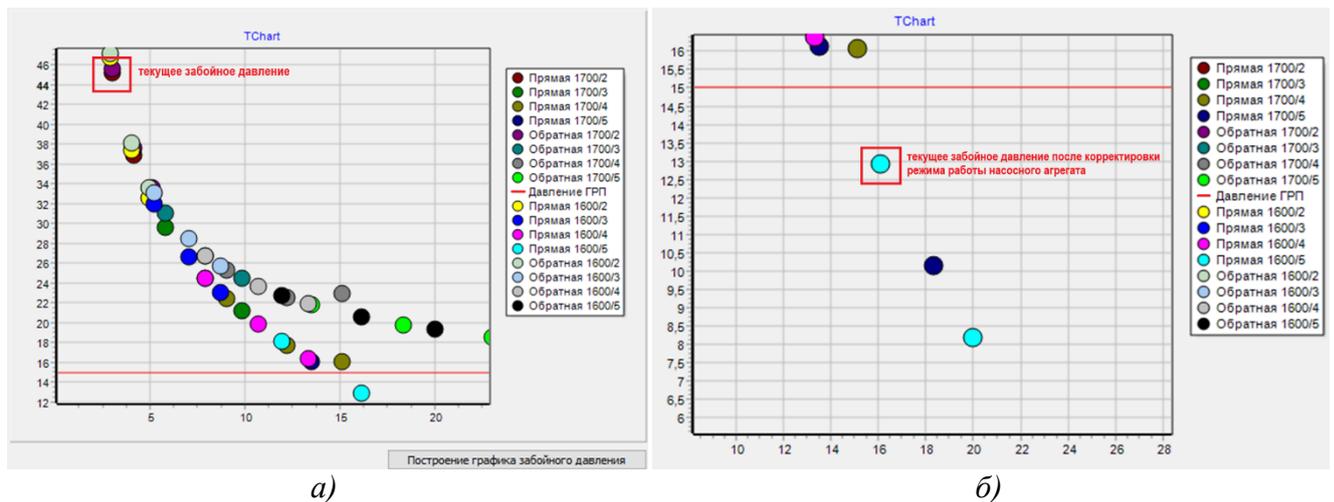


Рисунок 4.53 – Пример визуализации динамики забойного давления в зависимости от режима работы насосного агрегата относительно давления гидроразрыва пласта: *а* – отмечается высокая степень риска гидроразрыва пласта; *б* – после корректировки режима работы насосного агрегата риск гидроразрыва пласта отсутствует

Таким образом, применение данной программы при проектировании процесса глушения скважины позволит предотвратить возможные осложнения, связанные с образованием в ПЗП трещин в результате некорректно подобранного режима работы насосного агрегата, либо композиционного состава блокирующей жидкости глушения.

4.4.4 Программа для моделирования активации естественных трещин при глушении скважин

Данная программа предназначена для расчета величины забойного давления при глушении скважин с учетом вероятности активации естественных трещин согласно методике, описанной в разделе 4.2.3, и алгоритму, представленному на рисунке 4.54. В качестве входных данных используются следующие параметры: коэффициент Пуассона, угол внутреннего трения, значение главных напряжений, азимут скважины, зенитный угол скважины, азимут максимального горизонтального напряжения, угол падения трещины.

На рисунке 4.55 представлен пример визуализации интерфейса программы при моделировании процесса активации естественных трещин во время глушения скважины. Левая часть интерфейса предназначена для установки значений исходных данных. Верхняя диаграмма визуализирует активность трещины в зависимости от соотношения азимутов и углов падения трещин. Красный цвет показывает, что трещина активна, а синий – неактивна. Нижняя графическая зависимость показывает все соотношения нормальных и сдвиговых напряжений на кольцевом пространстве скважины, пересекающем трещину (зеленая замкнутая кривая), а также динамику критерия Мора-Кулона и критерия нормального растяжения (желтая линия). Азимут и угол падения для нижнего графика определяются путём выбора координат с верхнего графика.

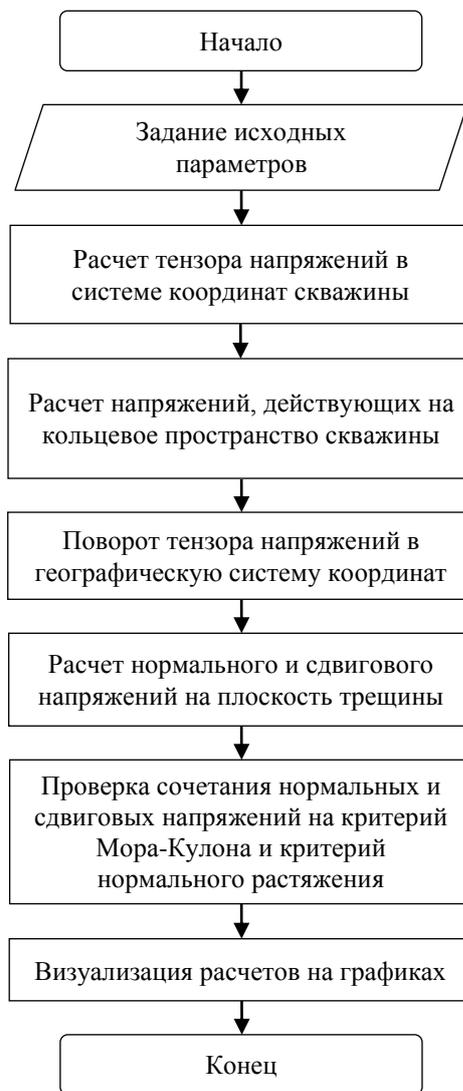


Рисунок 4.54 – Алгоритм расчета программы при моделировании активации естественных трещин при глушении скважин

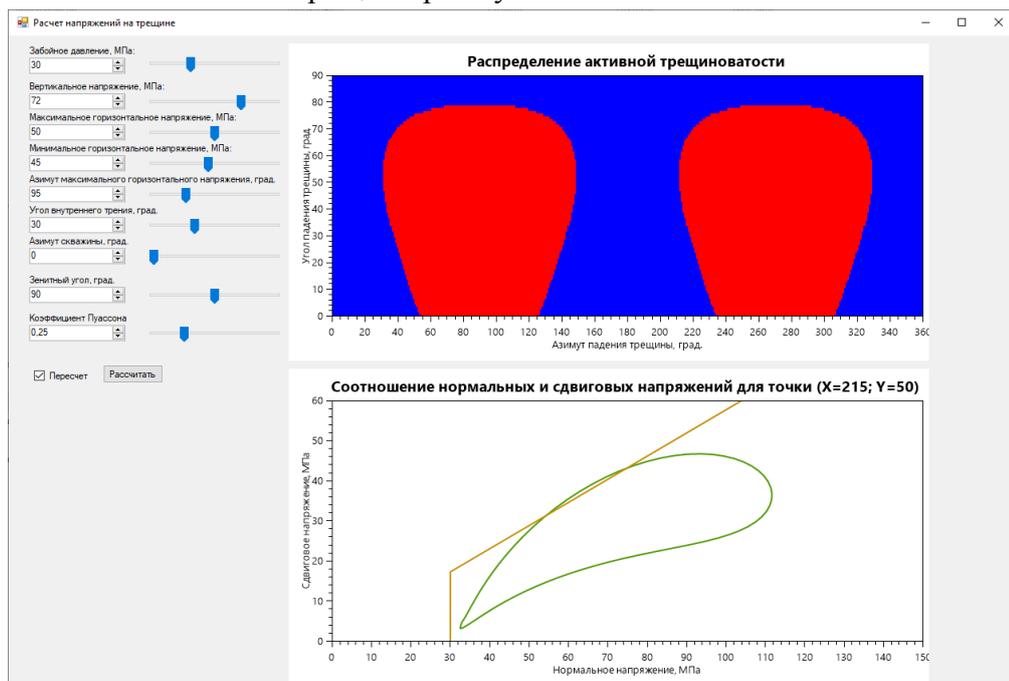


Рисунок 4.55 – Пример визуализации интерфейса программы при моделировании процесса активации естественных трещин во время глушения скважины

4.5 Выводы по Главе 4

1. Для повышения эффективности глушения скважин в осложненных условиях их эксплуатации необходим системный подход, учитывающий не только научно обоснованный выбор типа и технологических параметров ЖГС, но и особенности их течения по стволу скважины и фильтрации в ПЗП с учетом геомеханических свойств горных пород.

2. При глушении добывающих скважин в осложненных условиях их эксплуатации возникает необходимость применения блокирующих составов с неньютоновскими свойствами, обладающих повышенной вязкостью, что влияет на процесс их закачки в скважину (повышенные значения потерь давления на трение) и величину забойного давления (при необходимости продавливания БС в ПЗП). В связи с этим возникает необходимость контроля величины забойного давления в процессе глушения скважины с целью предотвращения ГРП, либо раскрытия трещин в условиях трещинных пород-коллекторов.

3. Предложена система сопровождения процесса глушения скважины в осложненных условиях её эксплуатации, включающая гидравлическую модель течения ТЖ по стволу скважины, учитывающую неньютоновских характер их течения, а также математическую модель фильтрации подобных жидкостей в ПЗП с учетом напряженного состояния трещин пород-коллекторов с целью контроля устьевого и забойного давления для предотвращения ГРП или активации естественных трещин и, как следствие, поглощений ЖГС пластом и газопроявлений.

4. Предложен метод численного моделирования процессов течения неньютоновских жидкостей в системе «скважина – призабойная зона пласта с трещинно-поровым типом коллектора», позволяющий прогнозировать изменение технологических параметров процесса закачки жидкостей глушения в скважину. Предложенный подход позволяет рассчитать динамику устьевого и забойного давлений в скважине, распределение несмешивающихся жидкостей по стволу скважины, а также нестационарные распределения давления и насыщенностей в пласте. Сравнение расчетных параметров процесса глушения скважины с фактическими (промысловыми) данными показало достаточно высокую прогнозную достоверность полученных значений устьевого давления при использовании как водных солевых растворов, так и блокирующих составов с неньютоновскими свойствами.

5. Методика гидравлического расчета течения технологических жидкостей по стволу добывающей скважины в процессе её глушения использовалась при разработке совместно с ООО «Санкт-Петербургский Инженерно-проектный центр» учебно-тренажерного комплекса по текущему и капитальному ремонту скважин. Данный тренажерный комплекс учитывает

гидродинамические особенности закачки в скважину различных типов жидкостей глушения, а также динамику изменения устьевого и забойного давлений.

6. Продуктивные горизонты на рассматриваемом НГКМ представлены коллекторами трещинно-порового типа поэтому успешность глушения во многом зависит от правильной количественной оценки проводящей способности трещин. Для определения давления начала фильтрации флюида в трещине был использован геомеханический подход. В связи с этим разработан метод прогноза величины забойного давления, при котором трещины пород-коллекторов ПЗП становятся способными проводить жидкости.

7. С помощью вышеуказанного метода установлена зависимость изменения давления раскрытия трещин призабойной зоны карбонатного пласта-коллектора от напряжений, действующих на стенку нефтяной скважины, при фильтрации эмульсионного и полимерного блокирующих составов в процессе глушения скважины. Наличие данных интерпретации микросканера сопротивлений или откалиброванной геомеханической модели трещиноватости позволяет прогнозировать активно проводящие участки трещин вблизи ствола скважин при различном внутрискважинном давлении.

8. Разработан, запатентован и рекомендован к внедрению комплекс специализированных программ для сопровождения процесса глушения скважин в осложненных условиях их эксплуатации, позволяющий:

- осуществлять подбор наиболее эффективных технологий глушения скважин в зависимости от области их применения;
- оптимизировать компонентный состав блокирующих составов и, как следствие, их технологические параметры;
- производить расчет основных параметров технологических жидкостей, применяемых при глушении скважины;
- прогнозировать динамику изменения технологических параметров закачки неньютоновских жидкостей глушения в скважину на основе данных реологических лабораторных исследований с целью предупреждения непреднамеренного образования трещин вследствие ГРП или активации трещин ПЗП;
- устанавливать условия активации естественных трещин при глушении скважин с целью предотвращения поглощений технологических жидкостей продуктивным пластом.

9. Для повышения эффективности глушения скважин в условиях трещинно-поровых пород-коллекторов предлагается осуществлять контроль технологического режима закачки в скважину (с учетом направления её промывки) жидкости глушения с учетом рассчитанного рабочего «окна» устьевых давлений, определение которого заключается в последовательном расчете: напряженного состояния трещин при различных значениях давления в стволе

скважины; критических значений давлений закрытия и повторного открытия для каждой трещины; максимального забойного давления закрытия трещины и минимального давления повторного открытия трещины; гидростатического давления и гидравлических потерь давления по стволу скважины при нагнетании в него жидкости глушения при разных расходах; зависимостей минимального и максимального давлений начала фильтрации жидкости через трещину от расхода.

Таким образом, предложена комплексная система сопровождения процесса глушения нефтяных скважин в условиях трещинно-поровых пород-коллекторов, учитывающая закономерности физико-химического, гидравлического и гидродинамического поведения разработанных неньютоновских эмульсионных и полимерных блокирующих составов в системе «скважина – ПЗП». Данная система позволяет регулировать свойства применяемых ТЖ и режим их закачки в скважину с целью контроля устьевого и забойного давлений для предотвращения ГРП или активации естественных трещин и, как следствие, поглощений ЖГС пластом с последующим газопроявлением.

ГЛАВА 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

5.1 Анализ области эффективного применения разработанных блокирующих составов

На современном этапе развития нефтяной промышленности наблюдается рост числа месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, что, как правило, сопровождается снижением пластового давления, неуклонным ростом обводненности добываемой продукции, повышением газового фактора, увеличением в истории скважин числа ГТМ (ГРП, кислотные обработки, ЗБС). Эта тенденция приводит не только к усложнению самих ремонтных работ на скважинах, но и к трудностям процесса их подготовки к ремонту, в частности, глушения скважины. Применение традиционно используемых ТЖ на водной основе при глушении таких скважин уже не дает должного эффекта, так как наблюдаются поглощения и газопроявления. В итоге приходится выполнять повторное глушение скважины с применением блокирующих высоковязких составов. В свою очередь, большие объемы поглощения технологических жидкостей пластом (особенно водных солевых растворов) приводят к существенному ухудшению ФЕС ПЗП [162, 163].

В связи с этим необходим комплексный подход к решению сложившейся ситуации в виде использования гидрофобизирующих и полимерных составов ТЖ и технологий их применения при проведении мероприятий, связанных с воздействием на ПЗП в различных геолого-физических и технологических условиях разработки месторождений [86, 162].

Учитывая высокую частоту проведения ТКРС (в среднем 1 ремонт в 1-1,5 года), предложен новый подход к решению проблемы сохранения, восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП, суть которого заключается в совмещении каждой операции глушения скважин перед подземным ремонтом с воздействием на ПЗП разработанными гидрофобизирующими и полимерными составами ТЖ [162].

По итогам проведенного комплекса лабораторных исследований, результаты которых представлены в разделе 3.2, были разработаны новые блокирующие составы жидкостей глушения и стимуляции скважин в осложненных условиях их эксплуатации с использованием реагентов отечественного производства. Данные технологические жидкости за счет совмещения операций глушения скважин перед подземным ремонтом с воздействием на ПЗП позволяют регулировать её фильтрационные характеристики с максимальной эффективностью и достаточной степенью охвата продуктивного коллектора. Сведения о данных технологиях и областях их эффективного применения представлены в таблице 5.1 [162].

Таблица 5.1 – Сведения о технологиях и областях эффективного применения разработанных блокирующих составов

Показатели	Наименование разработанного состава					
	ОВНЭ	ОВНЭ-МК	БПС	БПС-МК	ОВНЭ / ОВНЭ-МК + БПС	ОКНЭ
Характеристика состава	Обратная водонефтяная эмульсия – блокирующий гидрофобный состав	Обратная водонефтяная эмульсия с мраморной крошкой – блокирующий гидрофобный состав с наполнителем	Блокирующий полимерный состав – блокирующий гелеобразующий состав на водной основе	Блокирующий полимерный состав с мраморной крошкой – блокирующий гелеобразующий состав на водной основе с наполнителем	Комбинированная блокирующая система – последовательная закачка эмульсионной и полимерной блокирующих композиций	Обратная кислотонефтяная эмульсия – интенсифицирующий гидрофобный состав
Тип коллектора	Терригенный	Карбонатный	Терригенный	Карбонатный	Терригенный / карбонатный	Карбонатный
Проницаемость	Низкопроницаемые коллектора	Любая	Средне- и высокопроницаемые коллектора	Любая	Любая	Средне- и высокопроницаемые коллектора
Обводненность	Малая и средняя (менее 60%)	Любая	Высокая (более 60%)	Любая	Менее 60% / более 60%	Высокая (более 60%)
АНПД	Нет	Да	Нет	Да	Да	-
Газовый фактор, м ³ /м ³	Менее 150	Менее 150	150-300	150-300	Более 300	-
ГРП	Нет	Да	Нет	Да	Да	-
Интервал установки	Перекрытие интервала перфорации с частичным продавливанием в ПЗП	Перекрытие интервала перфорации с незначительным продавливанием в ПЗП для формирования фильтрационной корки	Перекрытие интервала перфорации без продавливания в ПЗП	Перекрытие интервала перфорации с незначительным продавливанием в ПЗП для формирования фильтрационной корки	Продавливание в ПЗП (ОВНЭ / ОВНЭ-МК) и перекрытие интервала перфорации (БПС)	Продавливание в ПЗП из расчета 1,0-1,5 м ³ на 1 м эффективной толщины продуктивного пласта
Пластовая температура, не более °С	90	90	80	80	80-90	90

С учетом результатов проведенных лабораторных исследований разработанные блокирующие составы могут быть рекомендованы к опытно-промышленным испытаниям на исследуемом НГКМ не только по указанным в таблице 5.1 критериям, но и с учетом выделенных в разделе 2.2.2 зон геологической неоднородности (смотреть рисунок 2.26).

Для каждой из выделенных зон могут быть рекомендованы разные типы (по реологическим характеристикам и блокирующим свойствам) блокирующих составов с целью повышения вероятности успешного глушения скважин. Так, для однородной зоны могут быть рекомендованы блокирующие составы, приготовленные на углеводородной основе, для зоны низкой неоднородности – полимерные блокирующие составы повышенной вязкости, а для зоны высокой неоднородности – блокирующие составы повышенной вязкости с наполнителями-кольматами, комбинированная технология, а также механические клапаны-отсекатели:

- для однородной зоны (белый цвет) – ОВНЭ;
- для зоны низкой неоднородности (голубой цвет) – БПС;
- для зоны высокой неоднородности (синий цвет) – ОВНЭ-МК, БПС-МК или ОВНЭ/ОВНЭ-МК + БПС (в зависимости от величины газового фактора), забойные клапаны-отсекатели.

Для скважин, оборудованных УЭЦН, рекомендуется использовать разработанную и запатентованную модель клапана-отсекателя, конструкция и принцип работы которого представлены в разделе 5.3.

5.2 Описание технологий глушения нефтяных скважин с применением разработанных блокирующих составов

5.2.1 Технология глушения скважин с использованием блокирующих эмульсионных составов

Суть технологии применения блокирующего состава ОВНЭ заключается в его закачке в скважину при глушении с перекрытием интервала перфорации, т. е. блокирующий состав выполняет роль буфера между ПЗП и находящейся выше ТЖ на водной основе (рисунок 5.1). При необходимости оттеснения от забоя скважины газа эмульсия может быть продавлена вглубь ПЗП.

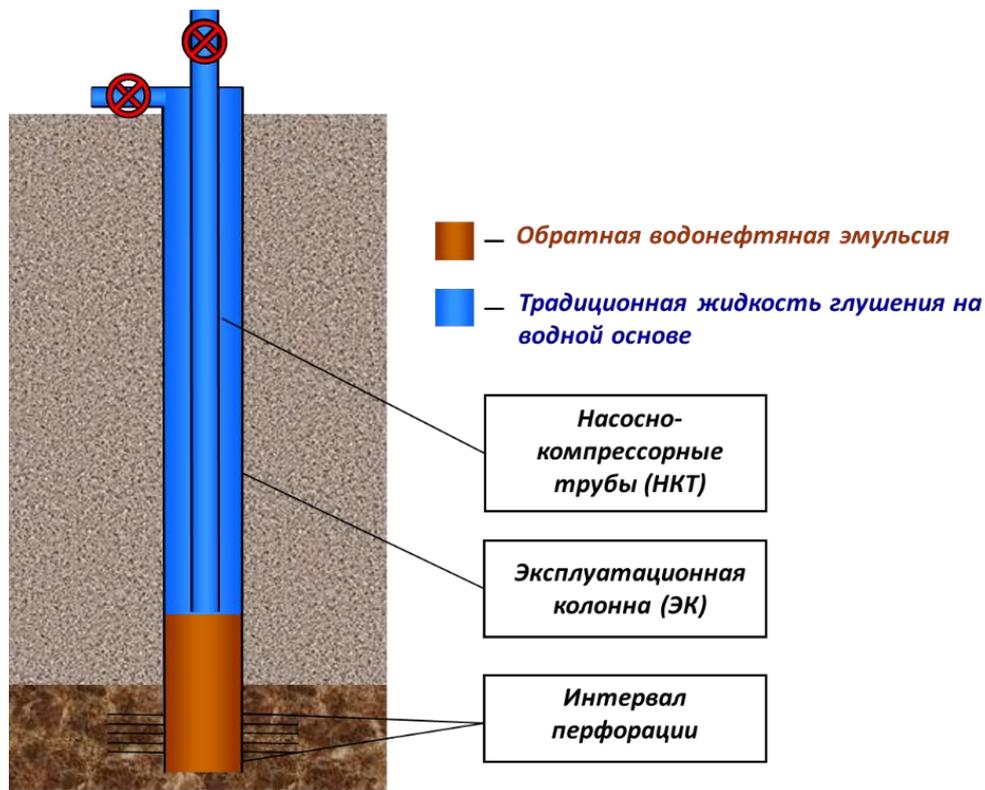


Рисунок 5.1 – Принцип применения блокирующего состава ОВНЭ при глушении скважины

Перед проведением операции по глушению скважины необходимо рассчитать следующие значения основных показателей [162]:

1. Плотность блокирующего состава ОВНЭ и находящейся над ним ТЖ определяются по формуле (5.1) из расчета создания столбом жидкости глушения перепада давления, превышающего текущее пластовое не более чем на 5-10 %:

$$\rho_{СЖГ} = \frac{P_{пл} \cdot K_B}{H \cdot g}, \quad (5.1)$$

где $\rho_{СЖГ}$ – суммарная плотность столба жидкости глушения (ОВНЭ + ТЖ на водной основе), кг/м³;

$P_{пл}$ – текущее пластовое давление, Па;

H – глубина скважины по вертикали, м;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

K_B – коэффициент безопасности, зависящий от глубины скважины и продуктивности (1,05-1,10).

2. Общий объем жидкости глушения определяется по формуле (5.2):

$$V_{СЖГ} = \left(\frac{\pi \cdot d_{эк}^2 \cdot L}{4} - \frac{\pi \cdot H_{сн} \cdot (D_{НКТ}^2 - d_{НКТ}^2)}{4} - V_{ум} \right) \cdot 1,1, \quad (5.2)$$

где $d_{эк}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

L – глубина скважины, м;

$D_{НКТ}$ и $d_{НКТ}$ – внешний и внутренний диаметры НКТ, м;

L_{cn} – глубина спуска насоса или хвостовика;

$V_{шт}$ – объем, вытесняемый металлом штанг при оборудовании скважины ШГН, м³;

1,1 – коэффициент запаса.

3. Плотность блокирующего состава ОВНЭ ($\rho_{ОВНЭ}$) определяется по формуле (5.3). Плотность блокирующего состава ОВНЭ должна превышать плотность ТЖ на водной основе, находящейся над эмульсией, не менее чем на 0,02 кг/м³.

$$\rho_{ОВНЭ} = \rho_1 \cdot n_1 + \rho_2 \cdot n_2, \quad (5.3)$$

где ρ_1 – плотность дисперсной фазы эмульсии, кг/м³;

n_1 – объемная доля дисперсной фазы эмульсии;

ρ_2 – плотность дисперсионной среды (эмульгатор в углеводородном растворителе), кг/м³;

n_2 – объемная доля дисперсионной среды эмульсии.

4. Объем ОВНЭ вычисляется по формуле (5.4) из условия перекрытия интервала перфорации и обеспечения подъема уровня блокирующего состава в скважине выше верхних перфорационных отверстий не менее чем на 100 м:

$$V_{ОВНЭ} = \frac{\pi \cdot d_{эк}^2 \cdot (L + 100)}{4}, \quad (5.4)$$

где L – высота столба жидкости глушения от забоя до верхних перфорационных отверстий, м.

5. Плотность ТЖ, находящейся над ОВНЭ, определяется по формуле (5.5):

$$\rho_{ТЖ} = \frac{V_{СЖГ} \cdot \rho_{СЖГ} - V_{ОВНЭ} \cdot \rho_{ОВНЭ}}{V_{СЖГ} - V_{ОВНЭ}}. \quad (5.5)$$

Для проведения технологических операций по глушению скважины и приготовлению ТЖ используется следующее оборудование (рисунок 5.2):

- насосный агрегат (ЦА-320 или аналог);
- оборудование обвязки устья скважины;
- автоцистерна нефтепромысловая (АЦН);
- технологическая емкость (блок долива);
- установка приготовления ОВНЭ (временный технологический узел, передвижные (виброструйный активатор ВСП-0.25, УОЭ-1, АУПР-25), стационарные установки).

Технология приготовления блокирующего состава ОВНЭ с использованием стационарных и передвижных установок описана в работах [196, 209, 210, 212, 230].



Рисунок 5.2 – Схема расстановки техники при глушении скважины с применением блокирующего состава ОВНЭ

Технологический процесс выполнения операции глушения с использованием блокирующего состава ОВНЭ заключается в следующем (рисунок 5.3) [162]:

- остановка скважины и сбрасывание давления в затрубном пространстве в выкидной коллектор (либо в атмосферу);
- закачивание с помощью насосного агрегата методом обратной промывки (в случае оборудования скважины УЭЦН) запланированного объема состава ОВНЭ при открытой задвижке на выкидной линии;
- продавливание состава ОВНЭ до приема насоса (или башмака хвостовика) продавочной жидкостью (пластовой водой или водным солевым раствором);
- выдержка скважины в состоянии покоя для гравитационного замещения скважинной жидкости составом ОВНЭ (при оборудовании скважины пакером осуществляется продавливание блок-пачки в интервал перфорации на поглощение);
- заполнение оставшейся части ствола скважины продавочной жидкостью путем промывки НКТ на циркуляции;
- выдержка скважины на технологической паузе в течение 12-24 часов при закрытых задвижках для естественного замещения ЖГС и пластового флюида;
- разрядка скважины до момента снижения давления на устье скважины до атмосферного и прекращения проявления пластового флюида;
- проведение запланированных ремонтных работ;
- промывка и освоение скважины;

- пуск скважины в работу с контролем за положением динамического уровня до момента его стабилизации.

Заглушенная скважина должна находиться в ожидании ремонта не более 36 часов.

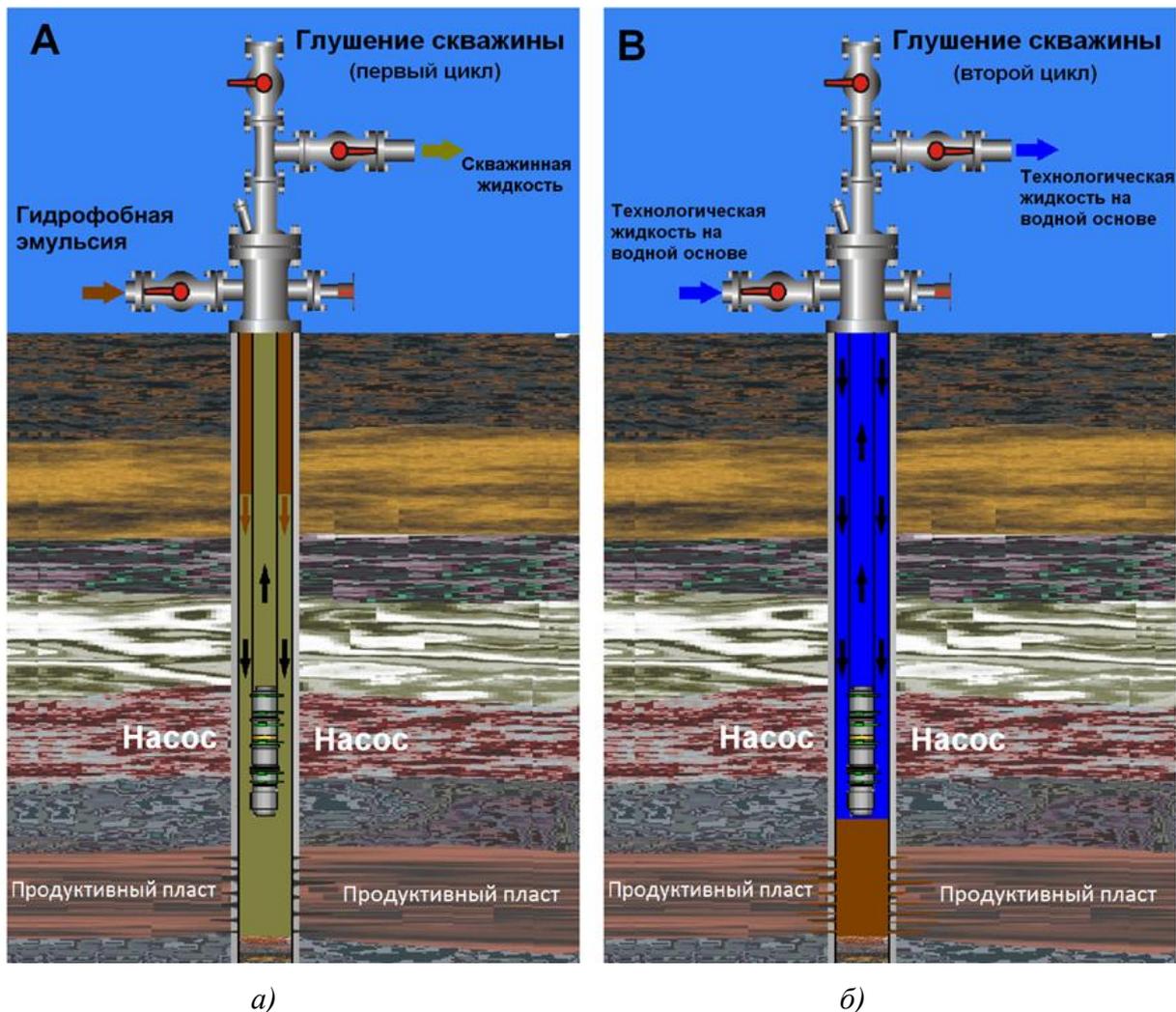


Рисунок 5.3 – Схема глушения нефтедобывающей скважины блокирующим составом ОВНЭ при подземном ремонте: *а* – закачка в скважину блокирующего состава ОВНЭ; *б* – промывка и техотстой скважины

5.2.2 Технология глушения скважин с использованием блокирующих полимерных составов

Технология приготовления и закачки блокирующего биополимерного состава в скважину реализуется с использованием специального нефтепромыслового оборудования: насосный агрегат, смесительная установка, автоцистерны, технологическая емкость (для сбора отработанной жидкости) (рисунок 5.4) [44, 337].



Рисунок 5.4 – Схема расстановки техники при глушении скважины [44, 336, 337]

Приготовление БПС в промышленных условиях осуществляется следующим образом. С помощью насосного агрегата ЦА-320 готовится полимерный раствор путем растворения необходимого количества ксантановой камеди в технической воде. Время перемешивания на циркуляции составляет не менее 30 мин. После чего производится смешение водного раствора полимера с расчетным количеством ацетата хрома в течение 30 минут. Затем в процессе глушения скважины одновременно с полученным раствором в поток подается необходимое количество регулятора шивки «2-Меркаптоэтанол», которое определяется исходя из технологических требований по времени гелеобразования (для удобства дозирования регулятора шивки в поток допускается его разбавление в пресной воде в объеме, оптимальном для поддержания объемного соотношения жидкостей в потоке и обеспечения планового объема закачки биополимерного состава). Таким образом, смешивание компонентов и формирование структуры блокирующего биополимерного состава происходит в нагнетательной линии и скважине [44, 224, 336].

Расчет основных технологических параметров блокирующего состава ПБС и сопровождение процесса глушения скважины должны осуществляться с использованием разработанной программы ЭВМ «Программа для расчета технологических параметров закачки жидкости в скважину на основе реологических данных [263] (Приложение Т), описание которой представлено в разделе 4.4.3.

В своей работе [44] Бондаренко А.В. описывает следующие этапы реализации технологии глушения скважины с использованием БПС: «Технология глушения скважины с использованием

БПС предусматривает последовательное проведение следующих операций (рисунок 5.5) [44, 224, 336, 337]:

- закачка водного раствора ПАВ-гидрофобизатора для замещения скважинной жидкости и дополнительного оттеснения газа и пластовой жидкости вглубь пласта;
- приготовление в смесительной установке и закачка через тройник блокирующего биополимерного состава;
- продавливание блокирующего состава в интервал перфорации задавочной жидкостью (водный солевой раствор);
- технологическая выдержка скважины в состоянии покоя (не менее 6 часов) с целью завершения формирования блокирующего экрана и контроля газонефтеводопроявлений с закрытым трубным и затрубным пространством, а также полной стабилизации давления.

...

Объем задавочной жидкости (водный солевой раствор) должен составлять 1,5 суммарного объема НКТ и скважины до интервала установки БПС. Объем блокирующего состава должен соответствовать двукратному скважинному объему (с учетом аварийного запаса) эксплуатационной колонны от забоя до точки, на 200 метров выше верхних отверстий перфорации.

В зависимости от индивидуальных особенностей скважины, а именно ФЕС пласта, коэффициента аномальности пластового давления и величины газового фактора, объем блокирующей пачки может быть изменен и должен составлять не менее 0,5-1,0 м³ на метр перфорации. Например, чем ниже коэффициент аномальности пластового давления (недостаточная энергия пласта) и выше проницаемость пласта, тем больший объем блок-пачки необходимо закачать. В случае необходимости продавливания блокирующего состава вглубь пласта для надежной изоляции интервала перфорации и предотвращения прорыва газа расход блокирующего состава также может быть увеличен.»

Контроль параметров приготовленного блокирующего состава БПС и сопровождение процесса глушения скважины может осуществляться с помощью инструкции аналогичной для технологической жидкости БК, которая была разработана для ООО «Газпромнефть-Оренбург» (Приложение Г). В частности, перед закачкой БПС в скважину:

- повторно замеряется эффективная вязкость смеси полимера и сшивателя с использованием ротационного вискозиметра типа FANN-35A (или аналог) для оценки качества приготовленной смеси;
- оценивается время гелеобразования и качество сшивки БПС после дозирования регулятора гелеобразования.

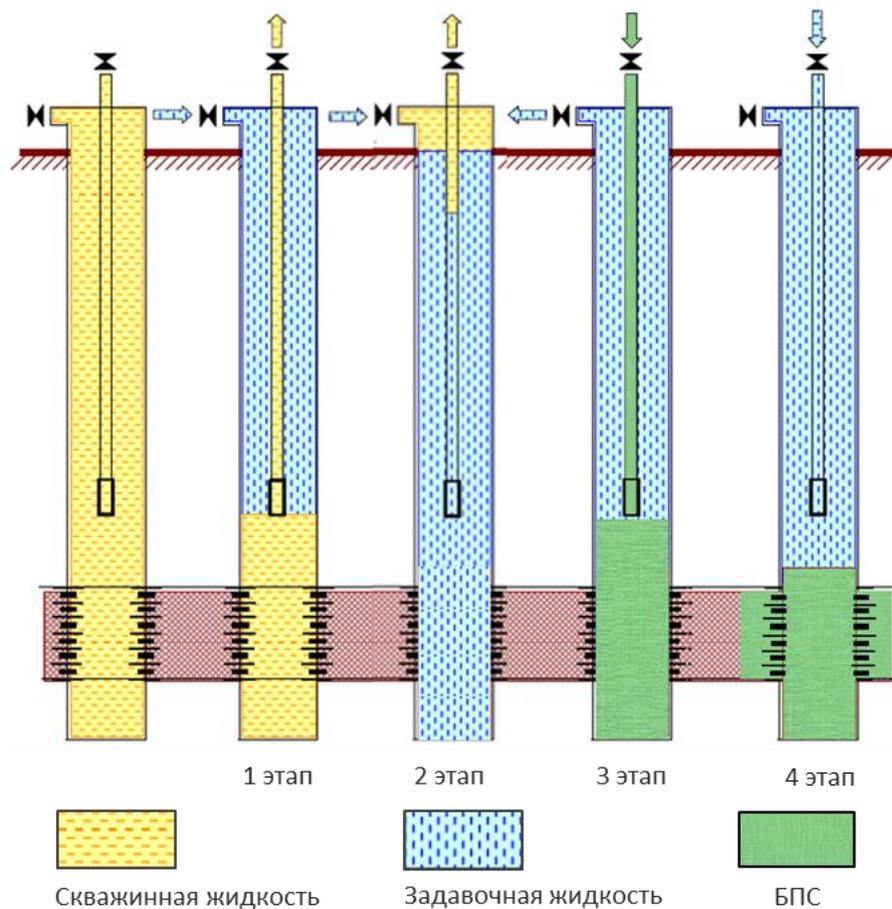


Рисунок 5.5 – Разработанная технология глушения скважины с использованием БПС [44, 224, 336, 337]

Процесс освоения скважины после применения БПС заключается в следующем [44]: «В случае применения разработанной технологии глушения в вертикальной скважине без продавливания блокирующего полимерного состава в ПЗП, беспрепятственное извлечение последнего осуществляется с использованием насоса УЭЦН. Согласно результатам фильтрационных исследований, в данном случае обеспечивается сохранение фильтрационных свойств ПЗП и минимальное время освоения и ВНР

При глушении горизонтальной скважины, а также вертикальной скважины с продавливанием полимерной композиции в ПЗП, проводится закачка деструктора (водного раствора соляной кислоты требуемой концентрации) в затрубное пространство для промывки насоса и зоны перфорации. Для восстановления фильтрационных характеристик ПЗП требуется проведение соляно-кислотной обработки (СКО) для растворения биополимерного состава. Скважина закрывается на технический отстой (2-8 часов) для химического разрушения БПС. По истечении указанного времени запускается насос для откачки разрушенного БПС в технологическую емкость с последующим вызовом притока и ВНР...

После удаления из скважины водного солевого раствора и блокирующего биополимерного состава обработка скважины проводится на малых депрессиях в течение 3-х суток. Обрабатывать скважину необходимо при дебите, не превышающем рабочий до подземного ремонта скважины, и при шадящей депрессии на пласт [42, 101].

Блокирующий биополимерный раствор утилизируется экологически безопасным способом. Водные солевые растворы могут быть восстановлены с целью повторного использования в дальнейших операциях по глушению скважин.» (рисунок 5.6).



Рисунок 5.6 – Схема освоения вертикальных и горизонтальных скважин после проведения подземного ремонта с (и без) продавливания БПС в ПЗП [44]

5.2.3 Технология глушения скважин с использованием блокирующих составов с наполнителем

Обратная водонефтяная эмульсия с мраморной крошкой (ОВНЭ-МК) представляет собой эмульсию обратного типа, в которой дисперсионной средой является углеводородная жидкость (нефть или дизельное топливо), а дисперсной фазой является водный солевой раствор. Дополнительно в раствор добавляется мраморная крошка, предназначенная для глушения добывающих скважин с низким (аномально низким) пластовым давлением, высокой поглощающей способностью, а также имеющих в своей конструкции необсаженные (открытые) стволы в зоне трещинных карбонатных коллекторов.

Для приготовления 20 м³ готового раствора обратной эмульсии с мраморной крошкой необходимо 16-18 м³ водного солевого раствора (например, CaCl₂), 400 кг реагента-эмульгатора ЯЛАН-Э2, 2-4 м³ углеводородной фазы (нефть, газоконденсат, дизельное топливо), 3-6 % мраморной крошки (согласно плану работ). Конечные загрузки химических реагентов указываются в плане работ, разработанном под условия конкретной скважины.

Расчет основных технологических параметров блокирующего состава ОВНЭ-МК может осуществляться с использованием следующих разработанных программ ЭВМ: «Программа для подбора и расчета основных параметров жидкостей глушения скважин при подземном ремонте» [260] (Приложение Р) и «Программа для подбора фракционного состава мраморной крошки для блокирующей углеводородной жидкости глушения нефтяной скважины в условиях трещинно-порового коллектора» [261] (Приложение С), описание которых представлено в разделах 4.4.1 и 4.4.2, соответственно.

Контроль параметров приготовленного блокирующего состава ОВНЭ и сопровождение процесса глушения скважины может осуществляться с помощью инструкции аналогичной для технологической жидкости ИЭР, которая была разработана для компании ООО «Газпромнефть-Оренбург» (Приложение Г).

Для проведения операции глушения используется следующее оборудование:

- технологическая ёмкость объёмом 30 м³ – 1 шт;
- АЦН – 1 шт;
- ЦА-320 – 1 шт;
- Кран – 1 шт.

Приготовление ОВНЭ (основы для блокирующего состава ОВНЭ-МК) может осуществляться отдельно на стационарном растворном узле, либо на кустовой площадке. Добавление мраморной крошки в раствор осуществляется в условиях промысла непосредственно перед его закачкой в скважину.

Таким образом, приготовление блокирующего состава ОВНЭ-МК может происходить в 2 этапа.

I этап. Стационарный узел.

В установку для приготовления ОВНЭ подается углеводородная фаза, после чего в нее добавляется эмульгатор. Углеводородная смесь перемешивается циркуляционным насосом в течение 10 минут, после чего в нее подается водный солевой раствор в количестве 50 % от запланированного объема (оставшиеся 50 % водной фазы транспортируются на скважину для второго этапа приготовления). Далее ОВНЭ перемешивается циркуляционным насосом до полного приготовления и создания эмульсии с пониженной вязкостью. После получения

необходимых параметров низковязкая эмульсия закачивается в АЦН и транспортируется на скважину для второго этапа приготовления.

II этап. Кустовая площадка.

На территории кустовой площадки подготавливается площадка размером 30x30 м со свободным доступом и возможностью перемещения по ней спецтехники. Выполняется расстановка спецтехнику согласно стандартным требованиям по глушению скважины. Дополнительно устанавливается ёмкость для приготовления ОВНЭ-МК. Выполняется монтаж крана для подачи мраморной крошки на верхнюю площадку технологической емкости. Производится обвязка емкости с насосным агрегатом ЦА-320 по схеме «емкость – насос – емкость». Схема размещения спецтехники аналогична схеме, представленной на рисунке 5.2.

Процесс приготовления блокирующего состава ОВНЭ-МК в промышленных условиях представлен на рисунке 5.7.

Первоначально на технологическую емкость подается низковязкая эмульсия с помощью насосного агрегата ЦА-320. При постоянной циркуляции насоса ЦА-320 через верхний люк техемкости подается расчетное количество МК со скоростью введения 1 тонна в час. Далее без остановки циркуляции вводятся оставшиеся 50 % водной основы. Производится полное перемешивание не менее одного объема готовой эмульсии.

При закачке готовой блокирующей композиции ОВНЭ-МК в скважину технолог по глушению руководствуется двумя основными параметрами закачки – давление и расход. Показатель величины давления на последних кубометрах продавливания блокирующей композиции технологической жидкостью в ПЗП для гарантированного блокирования зон поглощения должен составлять не менее 10 МПа. При росте давления выше указанного значения необходимо приступить к продавливанию блок-пачки в интервал обработки технической водой заданной плотности (согласно плана работ). Принципиальная схема технологии глушения скважины с применением блокирующего состава ОВНЭ-МК представлена на рисунке 5.8. Данная схема будет отличаться при другой конструкции скважины (УЭЦН, ШГН, наличие пакера и др.), отсутствии возможности обеспечить циркуляцию ТЖ в скважине (при АНПД) и др.

Для обеспечения наиболее эффективного применения технологии ОВНЭ-МК необходимо учитывать особенности компоновки спущенного подземного оборудования, величину опрессовки фонтанной арматуры и эксплуатационной колонны (при отсутствии в компоновке пакера). Необходимо исключить применение данной технологии на скважинах фонда УЭЦН с кабельным вводом, опрессованным на давление менее 8 МПа без предварительной герметизации кабельного ввода, при отсутствии герметичности эксплуатационной колонны и наличии межколонных перетоков.



Рисунок 5.7 – Процесс приготовления блокирующего состава ОВНЭ-МК в промышленных условиях

Все работы должны производиться в соответствии с [226]. Технологическое оборудование, используемое для приготовления и перекачки рабочих агентов, должно быть исправным. Не допускается использование не исправного технологического оборудования.

Освоение скважины, оборудованной УЭЦН в износостойком исполнении, после глушения может осуществляться с помощью частотно-регулируемого привода на пониженных частотах. В случае кольматации ПЗП рекомендуется применить солянокислотную промывку скважины с целью восстановления ее фильтрационных характеристик [100, 294]. Данный способ упрощает вызов притока при освоении и существенно сокращает время вывода скважины на режим эксплуатации. Важно отметить, что перед проведением СКО необходимо закачать деэмульгатор с целью предварительного разрушения структуры ОВНЭ, что позволит облегчить контакт кислоты с мраморной крошкой. Таким образом, дополнительная нагрузка на систему сбора и подготовки нефти минимизируется [100, 114, 294, 323, 335].

Схема освоения скважины после проведения подземного ремонта с (и без) учета осложнений представлена на рисунке 5.9.

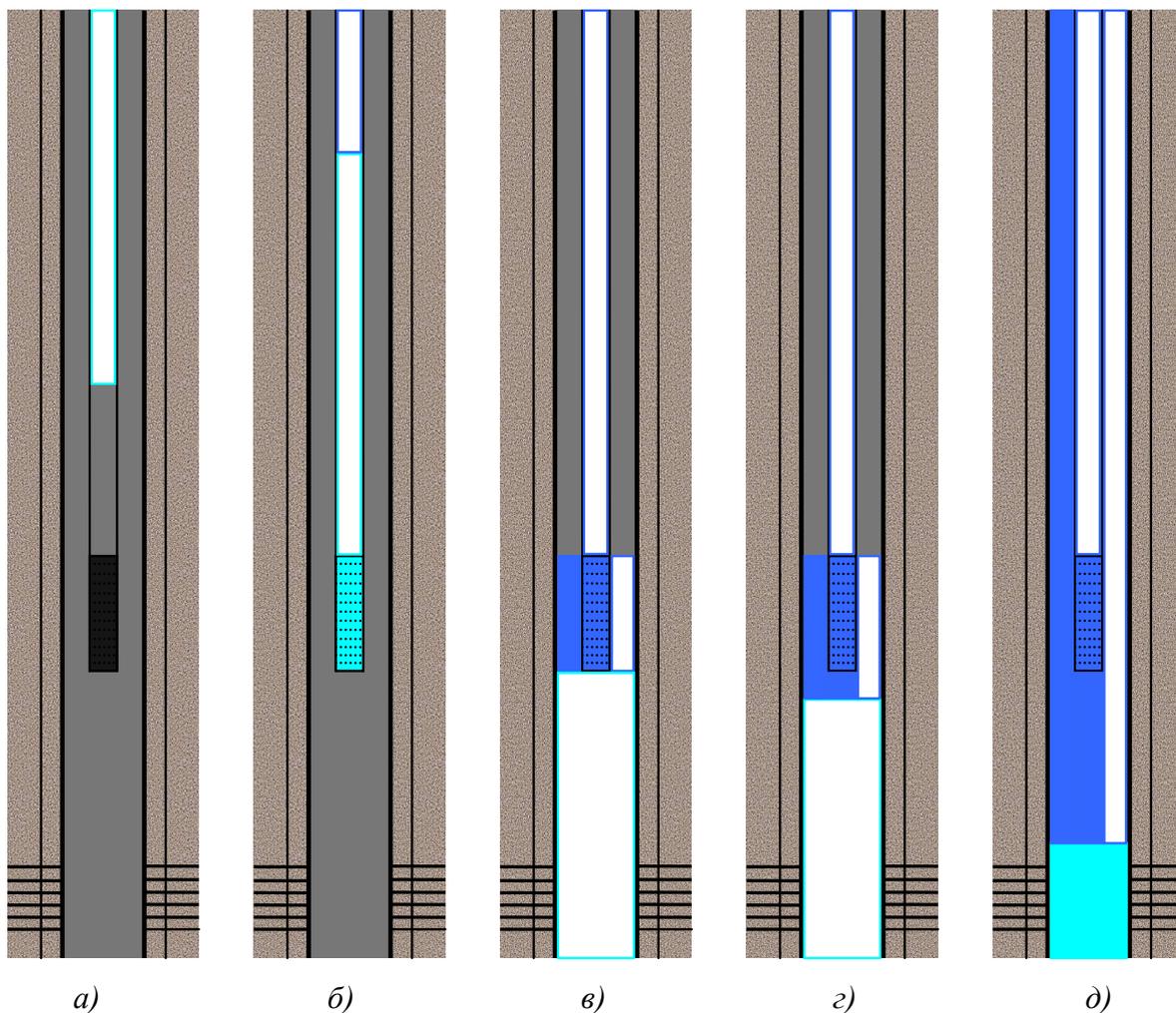


Рисунок 5.8 – Схема глушения фонтанной скважины с использованием блокирующего состава ОВНЭ-МК на режиме циркуляции: а – закачка ОВНЭ-МК в НКТ; б – доведение расчетного объема ОВНЭ-МК до башмака НКТ продавочной ТЖ меньшей плотности (в случае, если расчетный объем блок-пачки меньше объема НКТ); в, г – промывка затрубного пространства скважины ТЖ на водной основе; д – продавливание ОВНЭ-МК в ПЗП до давления не менее 10 МПа



Рисунок 5.9 – Схема освоения скважины после проведения подземного ремонта с (и без) учета осложнений [114]

5.2.4 Комбинированная технология глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации

Учитывая отечественный и зарубежный опыт глушения скважин в осложненных условиях их эксплуатации (в условиях АНПД, высокого газового фактора и карбонатного трещинно-порового коллектора) предлагается также комбинированная технология глушения, заключающаяся в использовании традиционных водно-солевых растворов ЖГС (либо подтоварной воды) в качестве задавочной ЖГС, располагающейся выше интервала перфорации и двух блокирующих составов (ОВНЭ или ОВНЭ-МК и БПС). Первый блокирующий состав ОВНЭ или ОВНЭ-МК продавливается в ПЗП с целью снижения/предотвращения поглощения основной ЖГС, а также сохранения фазовых проницаемостей по нефти, предотвращения набухания глинистого материала (при его наличии) и снижения обводненности добываемой продукции за счет гидрофобизации коллектора. Второй блокирующий состав БПС на основе гелеобразующих сшитых полимерных систем устанавливается в интервале перфорации скважины (или в интервале открытого ствола скважины) и выше на 100-200 м (с целью формирования запаса по причине возможного частичного поглощения) от него с целью предотвращения прорыва газа в скважину из газонасыщенного интервала и последующего ГНВП (рисунок 5.10) [121, 169].

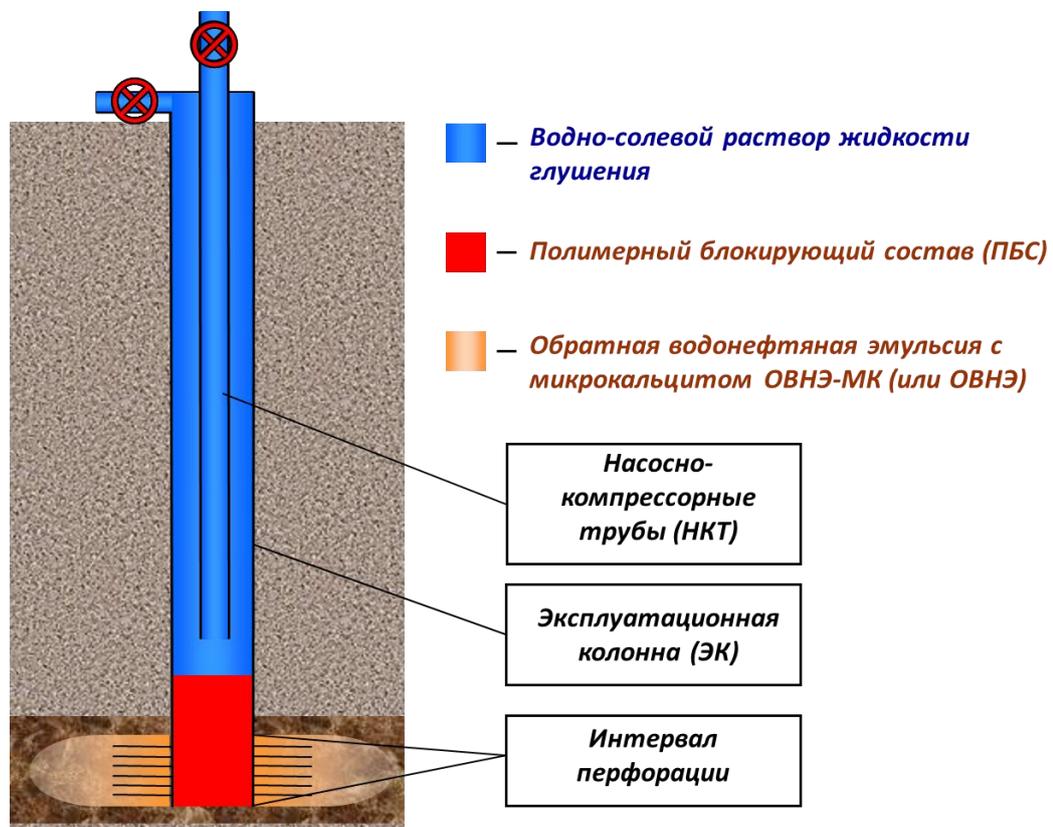


Рисунок 5.10 – Схема комбинированной технологии глушения нефтедобывающей скважины блокирующими составами ОВНЭ/ОВНЭ-МК и БПС при подземном ремонте [349]

Наиболее предпочтительным способом глушения скважин, оборудованных УЭЦН, является способ «на циркуляции» (при работающей УЭЦН), особенно в случае оборудования скважины эксплуатационным пакером.

5.2.5 Технология глушения скважин с использованием кислотных эмульсионных составов

Применение состава ОКНЭ, стабилизированного реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2, при совмещении операции по глушению скважины с работой по интенсификации притока наиболее эффективно в скважинах, вскрывших средне- и высокопроницаемые карбонатные коллектора. В данном случае пласт, как правило, представлен неоднородными по проницаемости зонами, большинство из которых обводнены и обладают высокой проницаемостью. СКО с использованием традиционных составов на водной основе в данных условиях становятся малоэффективными. Однако состав ОКНЭ, помимо своего непосредственного предназначения (расширение флюидопроводящих каналов), выполняет также роль жидкости, блокирующей высокообводненные дренированные интервалы. При закачке высоковязкой ОКНЭ происходит изоляция и гидрофобизация высокопроницаемых обводненных участков, после чего в среднепроницаемые интервалы продавливается водный раствор кислоты (например, соляной). Тем самым происходит обработка призабойной зоны по всей толщине пласта, затрагивая и среднепроницаемые и высокопроницаемые зоны пород-коллекторов [162].

Приготовление состава ОКНЭ осуществляется аналогично технологии приготовления состава ОВНЭ (в данном случае вместо водного раствора CaCl_2 используется водный раствор HCl) [162].

Технологический процесс проведения комбинированной операции глушения скважины со стимуляцией притока при использовании состава ОКНЭ заключается в следующем (рисунок 5.11) [162]:

- остановка скважины и сбрасывание до атмосферного давления давление газа в затрубном пространстве;
- закачивание через колонну НКТ насосным агрегатом запланированного объема высоковязкого состава ОКНЭ (с содержанием дисперсной фазы 70-80 % об.) при открытой задвижке на выкидной линии;
- закачивание через колонну НКТ насосным агрегатом запланированного объема водного раствора кислоты при открытой задвижке на выкидной линии;
- доведение системы кислотных составов расчетным объемом продавочной жидкости (подтоварная нефть, либо водный солевой раствор необходимой плотности) до приема насоса (или башмака хвостовика);
- перекрытие выкидной линию и продавливание системы кислотных составов в ПЗП;

- вымывание излишков кислотных составов из скважины;
- проведение ремонтных работ на скважине;
- промывка и освоение скважины;
- пуск скважины в работу с контролем за положением динамического уровня до момента его стабилизации.

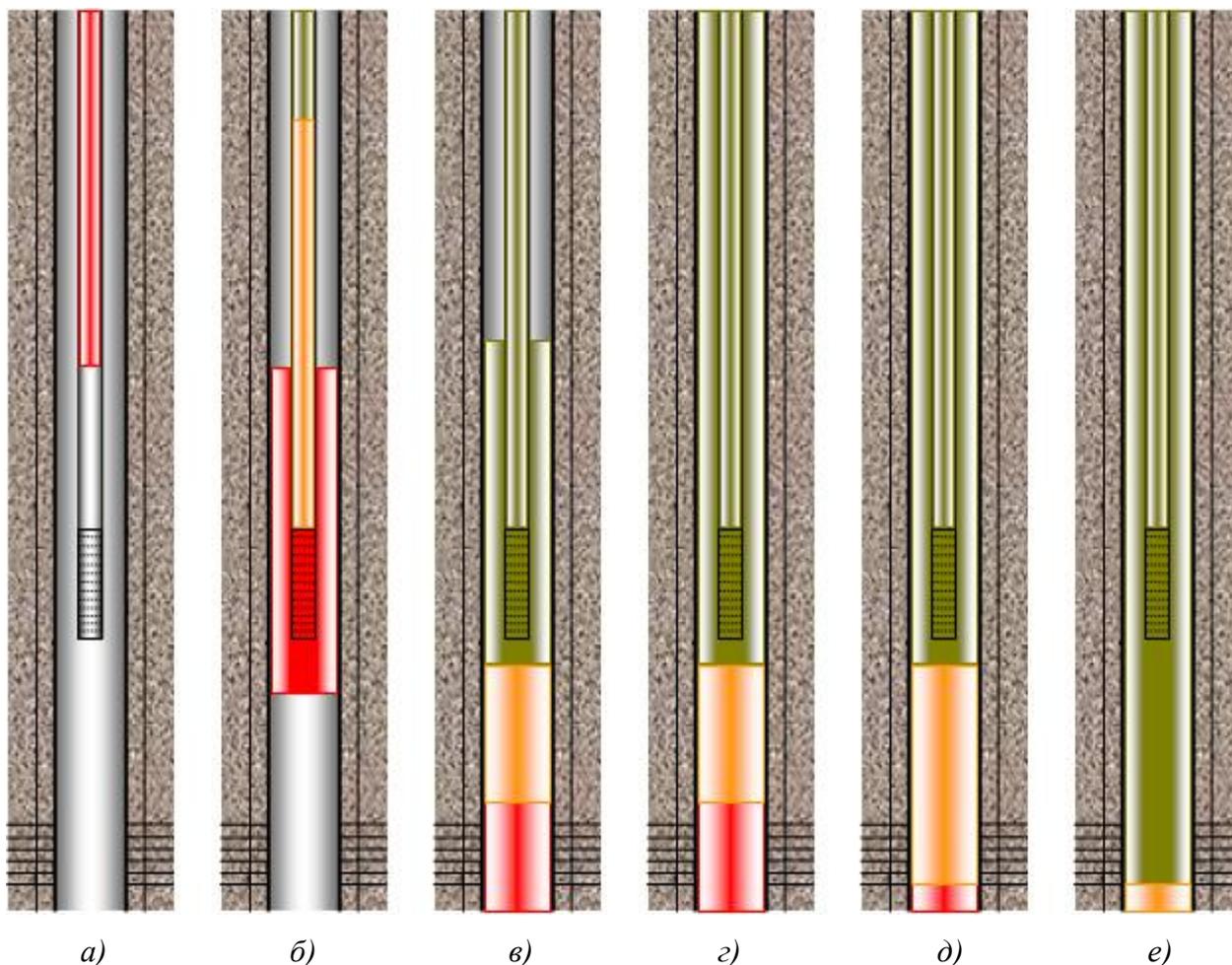


Рисунок 5.11 – Схема глушения фонтанной скважины с использованием блокирующего состава ОКНЭ [162]: а – закачка высоковязкого состава ОКНЭ в НКТ; б – закачка в колонну НКТ водного раствора кислоты и продавливание данной системы подтоварной нефтью; в – продавливание системы кислотных составов в зону интервала перфорации пласта; г – полное замещение пластового флюида, находящегося над системой кислотных составов, на подтоварную нефть, либо водный солевой раствор необходимой плотности; д – продавливание в зону продуктивного пласта высоковязкого состава ОКНЭ; е – продавливание в зону продуктивного пласта водного кислотного раствора

Давление продавливания системы кислотных составов в пласт должно быть максимально возможным для достижения значительной глубины проникновения ОКНЭ по простиранию пласта. Закачанная в высокопроницаемые участки пласта высоковязкая эмульсия помимо увеличения проницаемости ПЗП и временной блокировки, гидрофобизирует поверхность стенок

пород-коллекторов, создавая дополнительные сопротивления движению водной фазы из пласта в скважину. Поступающий на забой водный раствор кислоты, вследствие блокирования высокопроницаемых зон, продавливается в среднепроницаемые участки ПЗП, обеспечивая улучшение их проницаемости при максимальной глубине проникновения в пласт. При этом весь технологический процесс и организация работ по интенсификации притока упрощается по причине использования принципа «бесподходная технология», т.е. комбинирование процесса глушения скважины с кислотной стимуляцией притока нефти. Возможная эффективность от применения данной технологии может быть выражена в виде уменьшения обводненности добываемой продукции (гидрофобизация пористой среды), повышения дебитов скважины по нефти (увеличение глубины обработки продуктивного коллектора) и снижения коррозионной активности по отношению к скважинному оборудованию (увеличение межремонтного периода времени) [162].

5.3 Разработка модели клапана-отсекателя для подземного ремонта скважины

Альтернативой традиционному методу глушения, заключающемуся в закачке технологической жидкости в ствол скважины, является применение забойных клапанов-отсекателей для проведения подземного ремонта. Данные устройства позволяют:

- исключить попадание жидкости глушения в ПЗП;
- проводить ремонт и замену скважинного оборудования без глушения скважины;
- сократить потери нефти, связанные с ухудшением фильтрационных характеристик ПЗП при глушении скважины;
- предотвратить возможные ГНВП и открытые фонтанирования.

Кандидатами для применения рассматриваемой технологии являются скважины:

- фонтанирующие или механизированные с целью защиты призабойной зоны от вредного воздействия жидкостей глушения;
- с искусственно увеличенной площадью фильтрации (горизонтальные и наклонные скважины, скважины после ГРП, скважины с боковыми стволами);
- с АНПД или АВПД;
- с большим газовым фактором и газосодержанием;
- с большими поглощениями ЖГС;
- требующие глушения тяжелыми жидкостями глушения, которые характеризуются высокой стоимостью;
- с низкими коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов;
- осложненные отложениями АСПО и солей.

Обзор существующих решений и анализ результатов опытно-промысловых испытаний клапанов-отсекателей различных производителей представлен в разделе 1.5.

Помимо применения как альтернативы традиционному методу глушения, скважинные клапаны-отсекатели хорошо зарекомендовали себя в области аварийного отключения скважин. Согласно данным, представленным в различных работах, выброс из скважины является одной из самых нежелательных и дорогостоящих аварий на нефтегазовых объектах, которую целесообразно предотвращать за счет применения скважинных клапанов-отсекателей.

В качестве альтернативы глушению скважины в осложненных условиях ее эксплуатации при больших объемах поглощения ТЖ пластом, а также при высоком газовом факторе была предложена, разработана и запатентована модель скважинного клапана-отсекателя [225] (патент на полезную модель РФ № 204950 «Клапан-отсекатель для подземного ремонта скважин») (Приложение П).

Преимущества разработанной модели скважинного клапана-отсекателя в сравнении с существующими моделями следующие [193, 201, 225]:

1) Для активации запорного элемента в разработанной модели и последующего перекрытия продуктивной части пласта не требуется закачка технологической жидкости с устья скважины, что является обязательным условием применения гидравлических клапанов-отсекателей. Данный фактор также позволяет сократить время проведения ремонтных работ и их стоимость, поскольку отсутствует необходимость подготовки, транспортировки и закачки технологической жидкости.

2) Использование в конструкции двух запорных элементов и стингера позволяет реализовать герметичный канал от подпакерного пространства до устья скважины. Данный канал обеспечивает доступ к забою эксплуатируемой скважины для различного рода геофизического и технологического оборудования без извлечения клапанного механизма с пакерной компоновкой, что существенно увеличивает технико-экономическую эффективность разработки и позволяет сохранить целостность и герметичность колонны обсадных труб.

3) Использование электроэнергии, потребляемой погружным электронасосом, делает разработанный скважинный клапан-отсекатель более надежным и экономически более доступным в сравнении с другими автоматическими моделями, поскольку автономные источники питания, способные продолжительное время находиться в агрессивной скважинной среде, имеют высокую стоимость и малую степень надежности при длительной эксплуатации в данной среде.

4) Разъединяемая конструкция позволяет извлекать клапанный механизм вместе с погружным оборудованием без необходимости срыва пакерной компоновки с якорным

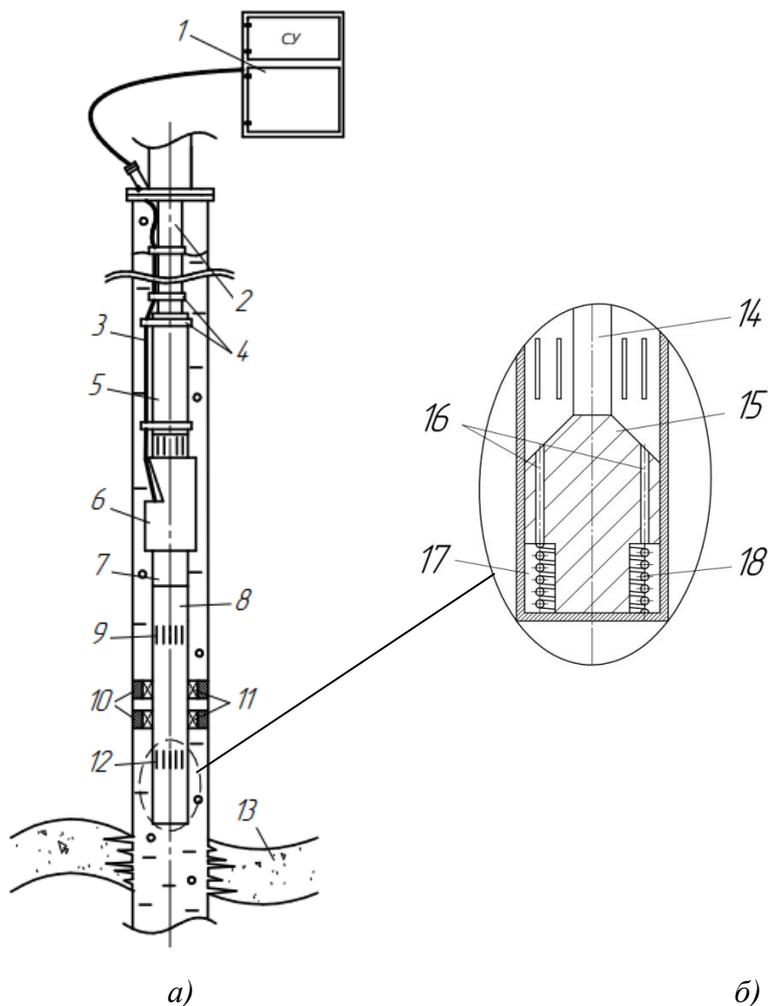
механизмом, что делает применение разработанной модели более технологичным в сравнении с неразъединяемыми аналогами.

5) Конструкция скважинного клапана-отсекателя позволяет использовать его как при АНПД, так и при АВПД, что делает его более применимым в сравнении с гидравлическими моделями, применение которых, как правило, возможно только при АНПД.

6) Исполнение запорных элементов обеспечивает более надежное перекрытие продуктивной части пласта в сравнении с аналогами, запирающий элемент которых представлен обратными клапанами.

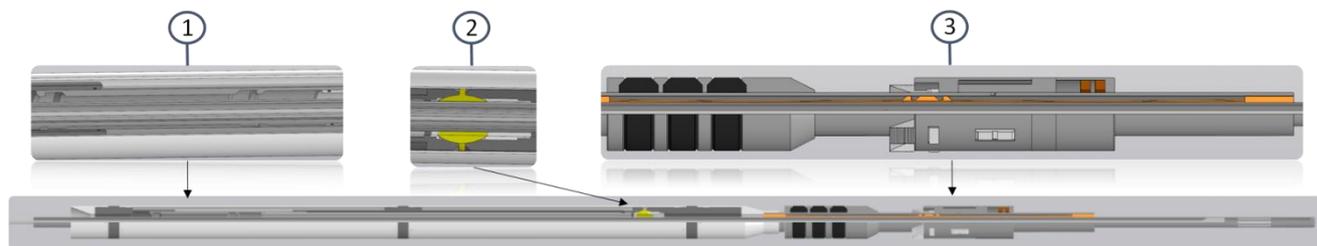
Конструкция разработанной модели скважинного клапана-отсекателя представлена на рисунках 5.12-5.13.

Устройство скважинного клапана-отсекателя содержит патрубок 8, на поверхности в верхней и нижней части которого выполнены на одинаковом расстоянии друг от друга перфорационные отверстия 9. Патрубок 8 соединен с полым толкателем 7 посредством резьбы и соосно расположен в пакере 10. Пакер 10 смонтирован при помощи разжимной резиновой манжеты, фрикционных колодок или иным способом. Запорный элемент 11 закреплен посредством продольных пазов на внутренней поверхности пакера 10, размещенного посередине патрубка 8. Запорный элемент 11 выполнен в виде шарового механизма и с герметизацией со стенками патрубка 8. Во внутренней полости патрубка 8 установлен нажимной плунжер 14 (фиг.2), внешняя поверхность которого и внутренние стенки патрубка 8 выполнены гладкими и плотно примыкают друг к другу. Нажимной плунжер 14 в верхней части последовательно соединен со штоком 13 и полым толкателем 7, выполненным с возможностью передачи возвратно-поступательного движения от электродвигателя 6. Внутри нажимного плунжера 14 выполнены вертикальные каналы 15, которые сообщены с кольцевой камерой 16, образованной нижней частью нажимного плунжера 14 и патрубком 8, и внутри которой установлена пружина 17, соединенная с нажимным плунжером 14, например, посредством точечной сварки [225].



1 – станция управления; 2 – насосно-компрессорные трубы; 3 – силовой кабель; 4 – крепежные пояса; 5 – электропогружной насос; 6 – электродвигатель; 7 – толкательный механизм; 8 – стингер; 9 – верхний интервал перфорации стингера; 10 – пакерная компоновка; 11 – запорный элемент; 12 – нижний интервал перфорации стингера; 13 – продуктивный пласт; 14 – шток; 15 – плунжер; 16 – каналы; 17 – кольцевая камера; 18 – пружина.

Рисунок 5.12 – Принципиальная схема разработанной модели клапана-отсекателя для подземного ремонта скважин (а) с клапанным узлом нажимного действия (б) [225]



1 – элемент зацепления; 2 – запорный элемент; 3 – пакерная компоновка.

Рисунок 5.13 – Трехмерная модель разработанного клапана-отсекателя

Принцип работы разработанной модели скважинного клапана-отсекателя заключается в следующем.

При осуществлении добычи нефти шток 14 находится в крайнем нижнем положении. Добываемый флюид из подпакерной зоны попадает во внутреннюю полость стингера 8 через

нижний интервал его перфорации 12. Далее продукция перемещается по стингеру 8 через верхний интервал его перфорации 9 в надпакерную зону и направляется на прием электропогружного насоса. Для отключения продуктивной части пласта подается команда со станции управления, по которой происходит втягивание штока 14 толкательным механизмом 7. Плунжер 13 при этом поднимается при помощи пружины 18, перекрывая нижний интервал перфорации стингера 12. Благодаря этому подпакерная и надпакерная зоны надежно изолируются, и добываемый флюид перестает поступать во внутреннюю полость стингера 8 [225].

Для извлечения подземного оборудования с целью проведения ремонтных работ или геофизических исследований производится разгерметизация устья скважины. Происходит извлечение электропогружного насоса 5 вместе с закрепленным на нем толкательным механизмом 7 и стингером 8. При извлечении стингера 8 из пакерной компоновки 10 осуществляется автоматическое перекрытие запорного элемента 11. Чтобы произвести спуск оборудования в подпакерную зону или обработку призабойной зоны пласта, в скважину спускается колонна насосно-компрессорных труб со специальным полым стингером на конце. При заходе и уплотнении полого стингера во внутренней полости пакерной компоновки 10 реализуется герметичный канал от подпакерного пространства до устья скважины, что позволяет беспрепятственно производить работы в призабойной зоне пласта [225].

Таким образом, применение заявленного устройства позволит сохранить продуктивность скважины при проведении подземного ремонта за счет конструктивного исполнения нажимного плунжера и запорного элемента пакерной компоновки, позволяющих надежно изолировать подпакерное и надпакерное пространства [225].

5.4 Разработка нормативной документации по сопровождению процесса глушения скважин в осложненных условиях их эксплуатации

5.4.1 Разработка инструкций по проведению контроля параметров блокирующих эмульсионных и полимерных составов при глушении нефтяных скважин

С целью повышения эффективности глушения нефтяных и газовых скважин, особенно в осложненных условиях их эксплуатации, необходимо осуществлять контроль за технологическими параметрами применяемых в данных операциях ЖГС. Главной целью данного контроля является проверка соответствия планируемых к закачке в скважину технологических жидкостей заявленным производителем параметрам. С этой целью для условий Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения совместно со специалистами компании ООО «Газпромнефть-Оренбург» (г. Оренбург) и ООО «Газпромнефть

НТЦ» (г. Санкт-Петербург) были разработаны и внедрены инструкции по проведению контроля параметров, используемых на данном объекте блокирующего эмульсионного состава «ИЭР» и блокирующего биополимерного состава «БК» (ООО «ВETERАН», г. Бузулук) (Приложение Г). Изложенные в данных инструкциях положения могут быть применены и к другим блокирующим составам соответствующего типа, например, для разработанного эмульсионного состава ОВНЭ и полимерной композиции БПС.

В данных инструкциях изложена организация контроля параметров блокирующих составов «ИЭР» и «БК» не только на промысле, но и в лаборатории, приведены основные характеристики и краткое описание используемых при этом технических средств и методов измерения.

Ниже изложены основные положения разработанных инструкций.

Основной задачей контроля качества блокирующих составов в процессе глушения нефтяных и газовых скважин является получение достоверной информации о текущих значениях их параметров с целью своевременного обнаружения их отклонений от проектных значений и принятия эффективных решений по регулированию их свойств.

Контроль параметров блокирующих составов должен осуществляться в промысловых условиях перед закачкой блокирующего состава в скважину, а в лабораторных условиях – в случае неуспешного глушения скважины.

К перечню контролируемых параметров эмульсионного блокирующего состава перед его закачкой в скважину должны относиться:

- определение плотности с использованием ареометра бурового типа АБР-2М (или аналог);
- определение эффективной вязкости с использованием ротационного вискозиметра типа FANN-35A (или аналог).

К перечню контролируемых параметров полимерного блокирующего состава перед его закачкой в скважину должны относиться:

- определение эффективной вязкости линейного геля (не сшитой смеси) с использованием ротационного вискозиметра типа FANN-35A (или аналог) – должно осуществляться до начала добавления в блокирующий состав сшивателя;
- «контрольное» определение времени гелеобразования и качества «сшивки геля» при плановом дозировании сшивателя – должно осуществляться до начала процесса приготовления блокирующего полимерного состава для оценки его качества;
- «текущее» определение времени гелеобразования и качества «сшивки геля» при закачке полимерного блокирующего состава в скважину – должно осуществляться в

процессе приготовления и закачки блокирующего состава для оценки его качества и корректности дозирования сшивателя в смесь.

В случае выявления нарушения данных параметров перед закачкой блокирующих составов в скважину, данные технологические жидкости не используются и должны быть заменены.

В случае неуспешного глушения скважины контрольные пробы отобранных блокирующих составов должны подлежать исследованию в лабораторных условиях.

К перечню параметров эмульсионного блокирующего состава, определяемых в лаборатории в случае неуспешного глушения скважины, относятся:

- определение плотности с использованием ареометра бурового типа АБР-2 (или аналог);
- определение эффективной вязкости состава с использованием ротационного вискозиметра типа FANN-35A (или аналог);
- определение термостабильности с использованием термощкафа;
- определение седиментационной стабильности к отделению наполнителей (кольматантов), в случае их применения, с использованием цилиндра стабильности ЦС-2 (или аналог).

К перечню параметров полимерного блокирующего состава, определяемых в лаборатории, в случае неуспешного глушения скважины, относятся:

- определение эффективной вязкости состава с использованием ротационного вискозиметра типа FANN-35A (или аналог);
- определение времени гелеобразования и качества «сшивки геля» при плановом дозировании сшивателя в смесь;
- определение термостабильности с использованием термощкафа.

Контроль параметров блокирующих составов в лаборатории должен производиться лаборантом, а на промысле – супервайзером в строгом соответствии с прописанными в инструкции методиками в зависимости от типа применяемого блокирующего состава.

5.4.2 Разработка регламента по глушению нефтяных скважин в условиях карбонатных коллекторов и высокого газового фактора

С целью повышения эффективности глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации совместно с ООО «Газпромнефть НТЦ» и ООО «Газпромнефть-Оренбург» был разработан проект технологического регламента по проведению операций глушения скважин на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения и Западной группы месторождений ООО «Газпромнефть-Оренбург».

Данный регламент устанавливает единые требования к планированию, организации, проведению и контролю исполнения работ по глушению скважин:

1. Установление требований к типам, составу и качеству технологических жидкостей, применяемых в процессах глушения.
2. Описание методики расчёта основных технологических показателей глушения скважин, выбора технологии глушения и проведения работ.
3. Контроль свойств технологических составов, применяемых при глушении скважин.
4. Порядок и правила выполнения работ по глушению скважин для различных задач и условий.
5. Распределение функций и ответственности производственных подразделений по обеспечению выполнения данных требований.
6. Требования безопасности при проведении работ, охране недр и окружающей среды.

Технологический регламент разработан с целью обеспечения безопасного проведения работ по глушению скважин, снижения негативного влияния процесса глушения на производительность скважин после ремонта и соблюдения норм промышленной и экологической безопасности на объекте.

Данный регламент учитывает:

- единство принципов при планировании и организации работ по глушению скважин;
- единство технических требований по глушению скважин при производстве ремонтных работ;
- единство критериев для анализа успешности выполненных работ.

Основными разделами технологического регламента являются:

1. Планирование и организация глушения скважин (планирование и организация работ, распределение ответственности, требования к составлению плана работ).
2. Описание применяемых при глушении технологических жидкостей (основные свойства и способы приготовления, технико-технологические требования, контроль параметров, критерии выбора и области наиболее эффективного применения водных солевых растворов и блокирующих составов).
3. Описание работ по глушению скважин (подготовительные работы, контроль процесса глушения, расчет плотности и объема технологических жидкостей, расчет основных параметров процесса глушения, технология глушения скважин в зависимости от конструкции подземного оборудования и способа эксплуатации (нефтяные, газовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные, нагнетательные; с горизонтальным и вертикальным окончанием, с ГРП), дополнительное (повторное) глушение, завершение работ и разрядка скважины, анализ выполненных работ).

4. Мероприятия по безопасному выполнению работ и охране окружающей среды.

5.4.3 Разработка инструкции по применению инвертно-эмульсионного раствора с микрокальцитом

С целью подготовки нормативного документа по приготовлению эмульсионного блокирующего состава с микрокальцитом совместно с ООО «ВETERАН» была разработана, апробирована и внедрена «Инструкция по применению состава ИЭР+МК». Данная инструкция была апробирована при проведении опытно-промысловых испытаний (ОПИ) по глушению скважин на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «Газпромнефть-Оренбург».

В данной инструкции изложены общие требования, предъявляемые к технологии приготовления блокирующего состава ИЭР+МК, его закачки в скважину, а также подбору скважин-кандидатов для ОПИ. Данная инструкция разработана для руководящих работников и руководителей нефтегазодобывающих предприятий, а также сервисных предприятий с целью использования при планировании, организации и проведении работ на промысле в качестве методического и практического руководства. Инструкция включает следующие разделы:

1. Общие положения.
2. Рецепттура инвертной эмульсии с микрокальцитом.
3. Технология приготовления блокирующей композиции.
4. Технология закачки блокирующей композиции в скважину.
5. Методология подбора скважин-кандидатов для глушения с применением блокирующей композиции.
6. Правила безопасности труда при приготовлении блокирующего состава.
7. Охрана недр и окружающей среды.

5.5 Результаты промысловых испытаний разработанных технологий глушения скважин

5.5.1 Результаты промысловых испытаний эмульсионных блокирующих и отклоняющих составов

Эффективность технологии глушения добывающих скважин перед ТКРС с использованием блокирующего состава ОВНЭ, разработанным совместно с ООО «ОТО» (г. Самара), подтверждена результатами промысловых испытаний, проведенных на 290 скважинах месторождений Западной Сибири (Покачевское, Северо-Покачевское, Южно-Покачевское, Урьевское, Нивагальское) за период с января 2007 г. по август 2008 г. Использование разработанного блокирующего состава ОВНЭ при глушении добывающих

скважин перед подземным ремонтом позволило сохранить и улучшить коллекторские свойства ПЗП, в частности, обеспечить сокращение сроков вывода скважин на режим эксплуатации, увеличить их дебиты по нефти и снизить обводненность добываемой продукции. В результате этих обработок достигнуто: увеличение дебитов в среднем на 5-10 м³/сут; сокращение сроков вывода скважин на режим эксплуатации до 1-3 суток и снижение обводненности добываемой продукции на 20-30 % (Приложение В) [162].

Применение аналогичного эмульсионного состава, стабилизированного разработанным эмульгатором ЯЛАН-Э2 (Приложения А и Б), при интенсификации притока добывающих скважин также показало высокую эффективность. Данный технологический эффект подтвержден результатами опытно-промысловых испытаний технологии кислотной обработки добывающих скважин с гидрофобно-эмульсионным составом-отклонителем, приготовленным с использованием эмульгатора ЯЛАН-Э2, на Сосновском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Всего за период с 23.09.2016 по 17.10.2016 г. было обработано 5 добывающих скважин. В результате этих обработок достигнуто увеличение дебитов по нефти в среднем на 5,4-5,8 т/сут или 1,1 т/сут/скв (что составило 50-60 % от базового дебита нефти до применения технологии) и снижена обводненность добываемой продукции от 0,3 до 2,1 % (по одной скважине произошел рост обводненности на 15% при существенном увеличении отборов по жидкости на данной скважине). Накопленная дополнительная добыча нефти по участку добывающих скважин за период оценки 7 месяцев после воздействия составила свыше 950 тонн (Приложение Д).

5.5.2 Результаты промысловых испытаний блокирующего эмульсионного состава с наполнителем

Опытно-промысловые испытания блокирующего состава ОВНЭ-МК проводились на НГКМ в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов, низкого (аномально низкого) пластового давления, высокого газового фактора и протяженных необсаженных (открытых) горизонтальных стволов.

В процессе проведения ОПИ отработывалась также технология приготовления блокирующего состава ОВНЭ-МК в промысловых условиях. При приготовлении блокирующей композиции ОВНЭ-МК использовались следующие реагенты и материалы:

- минерализованная вода (солевой раствор) необходимой плотностью (согласно плану работ) – водный раствор хлористого кальция или натрия – 78 %;
- углеводородная фаза (нефть, газоконденсат, дизтопливо) – 10 %;
- реагент-эмульгатор – 2 %;

- микрокальцит (мрамор молотый или измельченный), производимый ООО «Шишимский мрамор и Ко» (Челябинская обл.) по ТУ 5716-001-56390243-2015:
 - мрамор молотый фракционированный марки МК 05 (МК-500) – 3 % мас.;
 - мрамор измельченный МК1015 (МК-1000/1500) – 3 % мас.

При проведении ОПИ использовалось следующее оборудование:

- ЦА-320 – 1 ед;
- АКНС-10 – 1 ед;
- бортовой КАМАЗ;
- емкость 30 м³ – 1 ед;
- кран – 1 ед.

Процесс приготовления блокирующего состава ОВНЭ-МК в промышленных условиях, сопровождения процесса глушения скважины и ее разрядки представлен на рисунке 5.14.

Результаты глушения скважины с использованием блокирующего состава ОВНЭ-МК представлены в таблице 5.2.

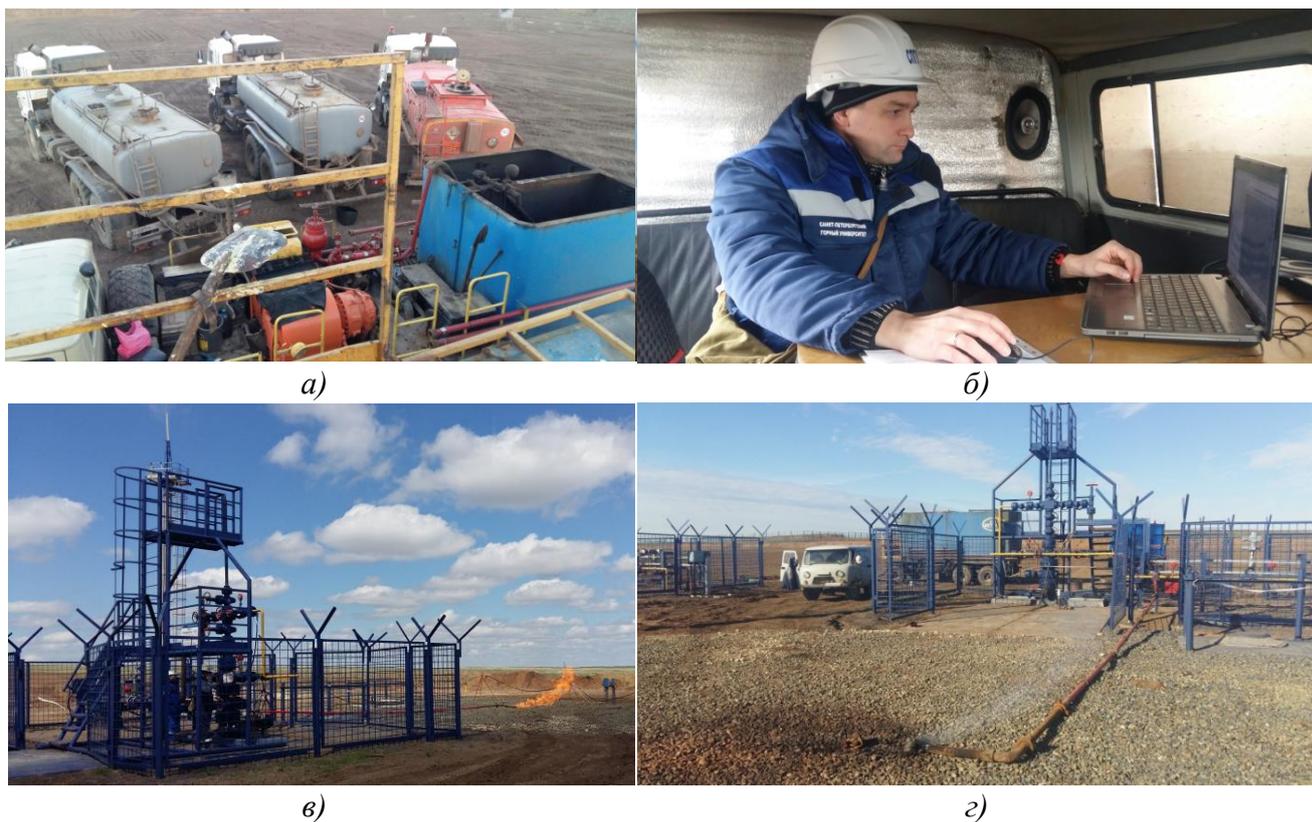


Рисунок 5.14 – Процесс приготовления блокирующего состава ОВНЭ-МК (а) в промышленных условиях, сопровождения ОПИ (б) и разрядки скважины (в и г) [84, 146]

Таблица 5.2 – Результаты глушения скважины с использованием блокирующего состава ОВНЭ-МК

Наименование параметра	Значение
Забойное давление, МПа	9,12
Глубина кровли пласта по вертикали, м	1834
Расчётная плотность жидкости глушения, кг/м ³	510
Текущий забой, м	2661
Интервал открытого ствола, м	2037-2661
Объём блокирующего состава с кольматантом, м ³	32
Объём газоблокирующего экрана (эмульсия без кольматанта), м ³	18
Давление на агрегате при окончании глушения, МПа	12
Уровень жидкости в скважине после технического отстоя (труб./затруб.), м	578/584
Наличие газа на выходе после разрядки	Нет
Сдача скважины бригаде КРС	Да

Анализ результатов опытно-промысловых испытаний технологии ОВНЭ-МК на одном из НГКМ с карбонатным коллектором показал, что в процессе глушения скважины наблюдается рост давления при продавливании в ПЗП блокирующего состава в сравнении с аналогичной обработкой скважины традиционным эмульсионным составом без кольматанта, что свидетельствует о формировании в трещинах блокирующего экрана, способствующего предотвращению поглощения технологической жидкости (рисунок 5.15). Давление на насосном агрегате (ЦА-320) при окончании глушения составило 12 МПа, что на 2 МПа больше в сравнении с предыдущей операцией по глушению этой же скважины с применением обратной эмульсии без наполнителя, что может свидетельствовать о формировании в прискважинной зоне фильтрационной корки из мраморной крошки.

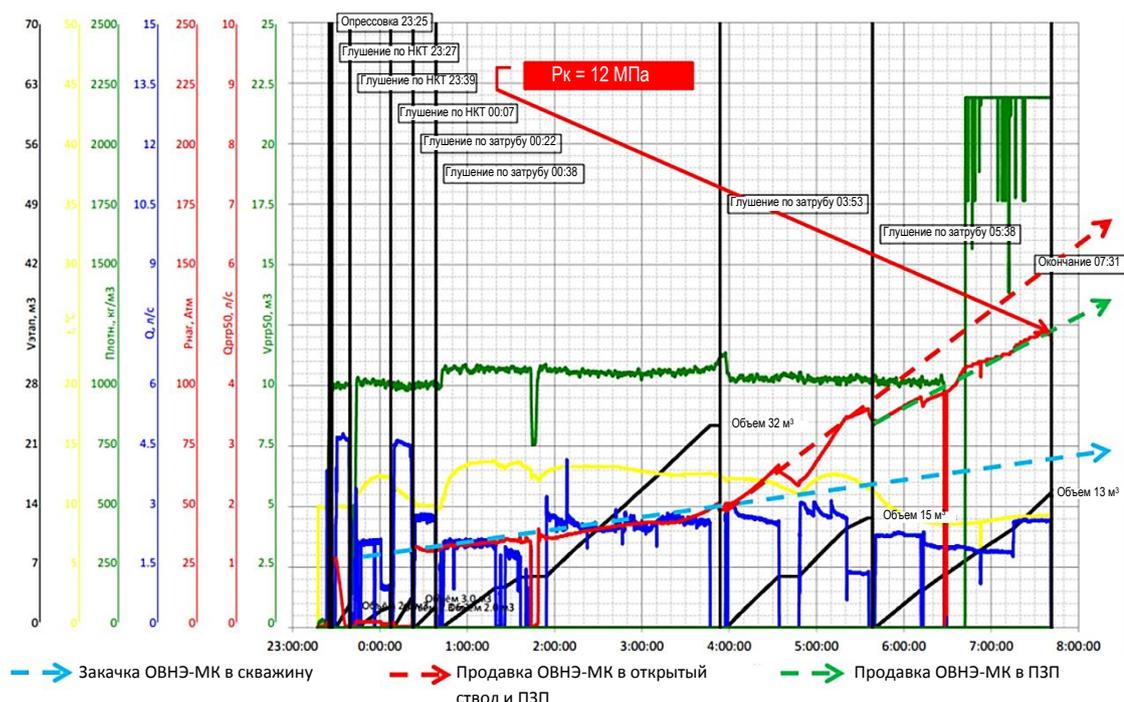


Рисунок 5.15 – Динамика технологических показателей глушения нефтедобывающей скважины блокирующим составом ОВНЭ-МК [169]

5.6 Техничко-экономический анализ эффективности глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации

Влияние на конечный экономический эффект от внедрения технологии глушения с использованием блокирующих составов оказывают две основные составляющие. Во-первых, применение данной технологии позволяет избежать поглощения ЖГС продуктивным пластом, что в свою очередь позволяет снизить количество требуемых циклов глушения до одного, вследствие чего снижаются издержки на проведение операции глушения для отдельно взятой скважины. Во-вторых, глушение с применением разработанного состава, позволяет ускорить выход скважины на режим, что в свою очередь даёт возможность добыть дополнительные объёмы нефти, реализация которой также скажется на конечном экономическом эффекте от внедрения технологии.

Ниже на примере технологии глушения нефтяной скважины с использованием блокирующего состава ОВНЭ-МК представлен расчет экономического эффекта.

Исходные данные для расчета экономических показателей от внедрения технологии глушения нефтедобывающей скважины с использованием блокирующего состава ОВНЭ-МК представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
Стоимость 1 м ³ задавочной жидкости	руб/м ³	3072
Стоимость 1 м ³ ИЭР (базовый метод)	руб/м ³	8424
Стоимость 1 м ³ ОВНЭ-МК (реализуемый метод)	руб/м ³	8334
Объем внедрения	скв	1
Средний дебит скважины	т/сут	16,7
Переменные затраты на извлечение нефти	руб/т	8135
Ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	руб/т	6300
Цена реализации 1 тонны нефти без НДС	руб/т	19770
Налог на прибыль	%	20

Для оценки экономической эффективности использовалось сравнение двух методов глушения скважины: инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР) – базовый метод и ОВНЭ-МК – реализуемый метод. За базовый метод оценки был принят именно ИЭР, т.к. он получил достаточно широкое распространение при проведении операций глушения на месторождениях со схожими условиям осложнений. Для оценки стоимости приготовления ИЭР использовались данные о следующих составляющих: эмульгатор, нефть в составе ИЭР, водный раствор хлористого кальция. Для состава ОВНЭ-МК использовались: эмульгатор «ЯЛАН-Э2» марки Б2, нефть, водный раствор хлористого кальция и разнофракционная мраморная крошка. Наиболее

значимым различием этих составов является стоимость эмульгаторов, а также применение в составе ОВНЭ-МК минерального наполнителя.

Результаты лабораторных исследований по оценке эффективности эмульгатора «ЯЛАН-Э2» в сравнении с другими марками эмульгаторов (смотреть раздел 3.2.1) показали возможность снижения его концентрации в составе ОВНЭ. Подбор наиболее оптимального соотношения УВ и водной фаз (в сторону увеличения последней) также позволил удешевить данную технологию.

Стоимость работы бригады по глушению может варьироваться в зависимости от выбранной сервисной компании, поэтому для расчёта экономического эффекта были приняты усреднённые значения. Для расчётов использовались данные по типовой скважине НГКМ, находящейся в эксплуатации со средним дебитом 16,7 т/сут. Данные стоимости работы бригады, а также компонентов составов, принятые к расчёту, приведены в таблице 5.4.

Для расчета экономического эффекта в качестве переменных затрат на извлечение нефти было принято усредненное значение добычи 1 тонны нефти НГКМ. НДС был рассчитан на основе налогового кодекса РФ (часть вторая) от 05.08.2000 №117-ФЗ (ред. от 13.07.2020) [185]. Все коэффициенты, связанные с геологическими характеристиками месторождений и технологическими особенностями добычи, были приняты равными единицы, так как рассматривается типовая скважина условного НГКМ. Значения среднего за налоговый период уровня цен сорта нефти «Юралс» в долларах США за баррель и среднего значения за налоговый период курса доллара США к рублю РФ, устанавливаемого Центральным банком РФ, были определены на основе материалов, подготовленных специалистами КонсультантПлюс [271].

Таблица 5.4 – Стоимость компонентов ТЖ и работы бригады

Показатель стоимости	Единицы измерения	Значение
Разнофракционная мраморная крошка	руб/т	6000
Эмульгатор для ИЭР	руб/т	80000
Эмульгатор «Ялан-Э-2» марки Б2	руб/т	65000
Бригада по глушению	руб/ч	8000

Количество циклов глушения может меняться по-разному в зависимости от вида осложнения. Например, статистический анализ успешности операций глушения скважин на одном из НГКМ России показал, что количество циклов глушения может достигать девяти (рисунок 5.16), что свидетельствует о потерях нескольких сотен кубических метров ЖГС в результате их поглощения продуктивным пластом. Несмотря на то, что доля успешно заглушенных скважин по приведенному примеру составила от 60 до 70 %, очевидным является необходимость применения более эффективных рецептов ЖГС для достижения более успешных результатов.



Рисунок 5.16 – Статистика распределения количества циклов глушения по скважинам одно из НГКМ России

Очевидным показателем эффективности мероприятий по глушению скважины является глушение, производимое за 1 цикл. В тоже время скважины, на которых глушение при реализации базового метода требовало использование более 1 цикла, можно отнести к потенциальным объектам для оптимизации проведения данного процесса. Продолжительность глушения скважины более чем в 1 цикл ведёт к увеличению времени простоя скважины и конечных затрат на проведение операции глушения. Сравнение затрат на проведение реализуемого и базового методов (при 2-х циклах) представлено в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Сравнение основных затрат при глушении нефтяной скважины с применением двух типов блокирующих составов

Показатель	Единица измерения	Реализуемый метод	Базовый метод
Средняя продолжительность глушения скважины	ч	12	24
Среднее время ВНР	сут	1	6
Количество циклов глушения	д.ед.	1	2
Стоимость ЖГС	тыс.руб	328,128	662,016
Суммарные затраты на реализацию метода	тыс.руб	424,128	854,016
Разница в затратах	тыс.руб	429,888	

Экономическая эффективность от реализации дополнительно добытой нефти приведена в таблице 5.6. Для расчёта были использованы данные о проведении глушения скважины за 1 цикл. В данном случае время ВНР может составить около 1-2 суток, что по сравнению с реализацией базового метода позволит дополнительно добыть 83,5 тонн нефти за 5 суток при среднем дебите 16,7 т/сут.

Экономический эффект от реализации дополнительно добытой нефти в данном случае составит 356 тыс. руб. При этом оптимизация процесса глушения скважин позволит снизить издержки на его проведение на 429,9 тыс. руб. Таким образом, совокупный экономический эффект от использования реализуемого метода на 1 скважине составит 785,9 тыс. руб.

Таблица 5.6 – Показатели экономической эффективности от реализации технологии ОВНЭ-МК

Показатель	Единица измерения	Значение
Добыча нефти в результате экономии времени на глушение и ВНР (предотвращенный ущерб)	т	83,5
Выручка от реализации нефти	тыс.руб	1650,8
Производственные затраты	тыс.руб	1205,3
Прибыль валовая	тыс.руб	445,5
Налог на прибыль	тыс.руб	89,09
Чистая прибыль	тыс.руб	356

Необходимо также рассмотреть экономическую эффективность от внедрения данной технологии в масштабах всего условного месторождения. За основу расчётов была принята статистика по глушениям, изображённая на рисунке 5.1, а также указанная выше информация об эффективности реализации данной технологии в рамках одной скважины. Для оценки экономического эффекта использовалась динамическая модель, в которой все денежные потоки приводились к единому моменту времени. При этом внедрение технологии ОВНЭ-МК не требует капитальных затрат на приобретение техники, т.к. реализация предлагаемого метода может производиться тем же набором технических средств, что и базовый метод. Экономический эффект от внедрения новой технологии складывается из реализации дополнительно добытой нефти, а также снижения затрат на проведение более 1 цикла глушения. При использовании предлагаемой технологии на всех скважинах, заглушенных более чем в 1 цикл, могут быть получены показатели экономической эффективности, представленные в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Экономическая эффективность от внедрения технологии ОВНЭ-МК в масштабах всего условного месторождения

Наименование	Ед. изм.	Год				Итого
		2015	2016	2017	2018	
Объём глушений	скв	30	23	33	55	141
Дополнительно добытая нефть	т	2505	1920,5	2755,5	4592,5	11773,5
Выручка от внедрения	млн.руб	73,10	52,98	74,21	132,37	332,66
Производственные затраты	млн.руб	36,16	27,72	39,78	66,29	169,95
Валовая прибыль	млн.руб	36,94	25,26	34,44	66,08	162,71
Налог на прибыль	млн.руб	7,39	5,05	6,89	13,22	32,54
Чистая прибыль	млн.руб	29,55	20,21	27,55	52,86	130,17
Коэффициент дисконтирования	–	0,87	0,76	0,66	0,57	–
ЧДД	млн.руб	25,69	15,28	18,11	30,22	89,31
Накопленный ЧДД	млн.руб	25,69	40,97	59,09	89,31	–

Конечной целью построения динамической модели проекта являлось получение значения накопленного ЧДД по годам. В результате моделирования в период с 2015 по 2018 гг. конечный накопленный ЧДД реализации проекта составил 89,31 млн. руб. (рисунок 5.17).

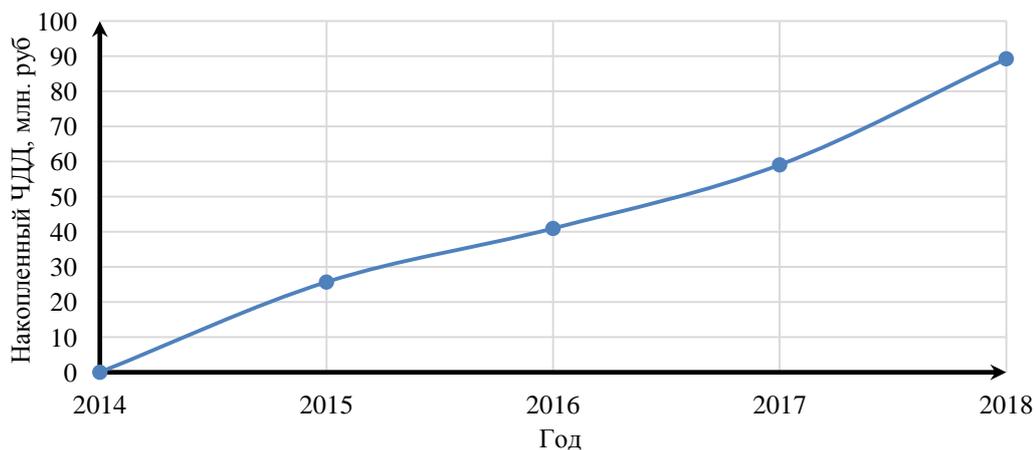


Рисунок 5.17 – Накопленный ЧДД от реализации технологии ОВНЭ-МК на НГКМ

Для определения экономической устойчивости предлагаемого решения был проведён анализ чувствительности. Его целью является показать зависимость конечного накопленного ЧДД от изменения различных начальных параметров. В рассматриваемом случае это следующие параметры: выручка от реализации нефти; производственные затраты; ставка дисконтирования; стоимость реализации предлагаемого метода. Результаты данного анализа представлены на рисунке 5.18.

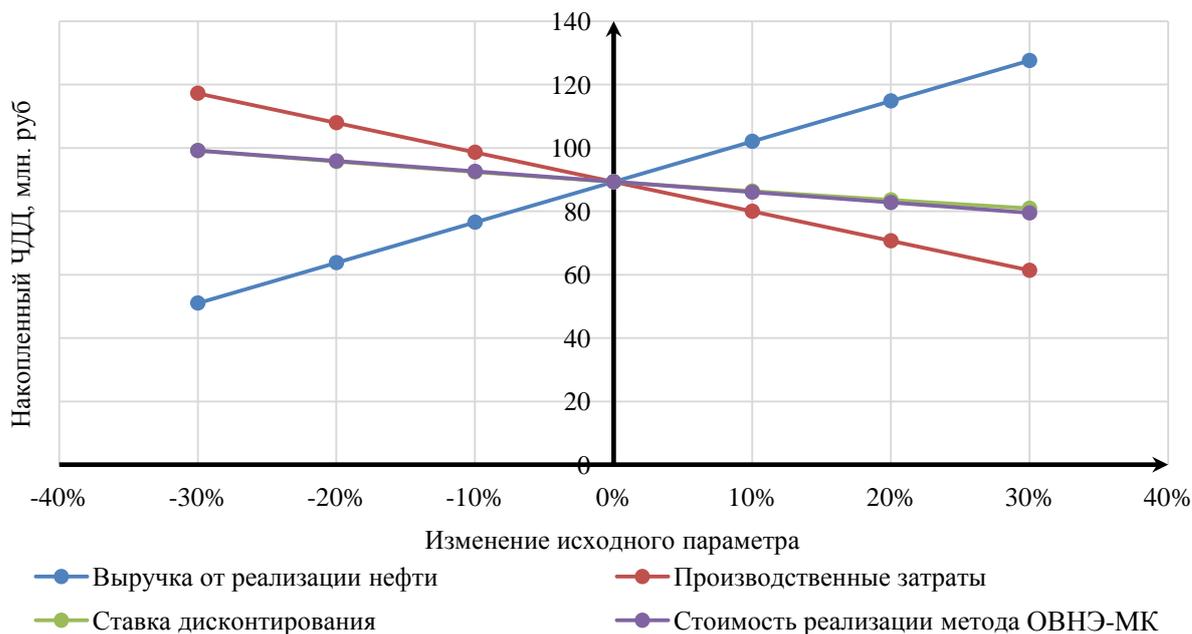


Рисунок 5.18 – Анализ чувствительности накопленного ЧДД от реализации технологии ОВНЭ-МК на НГКМ

Как можно увидеть на графике, при изменении исходных параметров от -30% до +30% накопленный ЧДД изменяется в диапазоне от 50 до 130 млн. руб., что говорит о достаточно устойчивом положении предлагаемой модели. Такое, относительно незначительное, изменение накопленного ЧДД при малых изменениях компонентов конечной стоимости проекта говорит о пониженных рисках прогнозирования внедрения предлагаемой технологии ОВНЭ-МК.

Анализ экономической эффективности от реализации технологии глушения скважин с применением ПБС представлен в работе [44]: «Результаты проведенных расчетов показали, что чистая прибыль за счет повышения эффективности глушения скважины может составить 647 тыс. руб., при этом затраты при использовании разработанного БПС могут быть снижены на 144 тыс. руб., что в конечном счете позволит добиться итогового экономического эффекта в размере 791 тыс. руб. на 1 скважину».

5.7 Выводы по Главе 5

1. Разработан комплекс технологий для глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях их эксплуатации с применением эмульсионных и полимерных блокирующих составов, определена область их эффективного применения:

- блокирующий эмульсионный состав ОВНЭ, стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2, для применения в скважинах с малой и средней обводненностью (до 60 %), вскрывших низкопроницаемые терригенные коллектора в условиях низкого газового фактора (менее $150 \text{ м}^3/\text{м}^3$), путем перекрытия интервала перфорации с частичным продавливанием в ПЗП;
- блокирующий эмульсионный состав ОВНЭ-МК, стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2, с мраморной крошкой для применения в скважинах, вскрывших карбонатные коллектора, в условиях АНПД и низкого газового фактора (менее $150 \text{ м}^3/\text{м}^3$), путем перекрытия интервала перфорации с незначительным продавливанием в ПЗП для формирования непроницаемой фильтрационной корки;
- блокирующий полимерный состав БПС для применения в скважинах с высокой обводненностью (более 60 %), вскрывших средне- и высокопроницаемые терригенные коллектора в условиях повышенного газового фактора ($150\text{-}300 \text{ м}^3/\text{м}^3$), путем перекрытия интервала перфорации без продавливания в ПЗП;
- блокирующий полимерный состав с мраморной крошкой БПС-МК для применения в скважинах, вскрывших карбонатные коллектора, в условиях АНПД и повышенного газового фактора ($150\text{-}300 \text{ м}^3/\text{м}^3$), путем перекрытия интервала перфорации с незначительным продавливанием в ПЗП для формирования непроницаемой фильтрационной корки;
- комбинированная технология ОВНЭ (или ОВНЭ-МК) и БПС для применения в скважинах, вскрывших терригенные (или карбонатные) коллектора, в условиях АНПД и высокого газового фактора (более $300 \text{ м}^3/\text{м}^3$), путем продавливания в ПЗП (ОВНЭ / ОВНЭ-МК) и перекрытия интервала перфорации (БПС);
- интенсифицирующий состав ОКНЭ, стабилизированный реагентом-эмульгатором

ЯЛАН-Э2, для совмещения операции глушения скважины со стимуляцией притока в скважинах, вскрывших средне- и высокопроницаемые карбонатные коллектора с высокой обводненностью (более 60 %), путем продавливания в ПЗП из расчета 1,0-1,5 м³ на 1 м эффективной толщины продуктивного пласта.

2. Для сохранения ФЕС ПЗП в процессе проведения подземного ремонта, как альтернатива процессу глушения, разработана модель забойного клапана-отсекателя для применения в скважинах, оборудованных УЭЦН и находящихся в зонах высокой геологической неоднородности. Данная модель забойного клапана-отсекателя обладает рядом преимуществ перед существующими аналогами:

- электромеханический принцип действия;
- обеспечение доступа к забою скважины для проведения скважинных исследований и воздействия на ПЗП;
- разъединяемая конструкция, позволяющая извлекать клапанный механизм без срыва пакерной компоновки;
- универсальность применения как в условиях АНПД, так и при АВПД;
- надежность конструкции запорных элементов.

3. Разработан комплекс нормативно-технической документации по сопровождению процесса глушения скважин в осложненных условиях их эксплуатации, включающий:

- инструкции по проведению контроля параметров блокирующих эмульсионных и полимерных составов при глушении нефтяных скважин в условиях промысла и лаборатории, разработанные совместно с ООО «Газпромнефть-Оренбург» и ООО «Газпромнефть НТЦ» (инструкции по проведению контроля параметров блокирующего эмульсионного состава «ИЭР» и блокирующего биополимерного состава «БК» компании ООО «ВETERАН» были апробированы и внедрены на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения);
- технологический регламент по глушению нефтяных скважин в условиях карбонатных коллекторов и высокого газового фактора совместно с ООО «Газпромнефть НТЦ» и ООО «Газпромнефть-Оренбург» (разработан проект документа);
- инструкцию по применению состава ИЭР+МК совместно с ООО «ВETERАН».

4. Результаты опытно-промысловых испытаний ряда разработанных технологий глушения показали высокую эффективность, в частности:

- в результате глушения 290 добывающих скважин месторождений Западной Сибири (Покачевское, Северо-Покачевское, Южно-Покачевское, Урьевское, Нивагальское) с использованием блокирующего состава ОВНЭ, разработанного совместно с ООО «ОТО», сокращены до 1-3 суток сроки вывода скважин на режим эксплуатации, увеличены на

5-10 м³/сут их дебиты по нефти и снижена на 5-10 м³/сут обводненность добываемой продукции;

- применение гидрофобно-эмульсионного состава, стабилизированного разработанным эмульгатором ЯЛАН-Э2, в качестве состава-отклонителя при интенсификации притока 5-ти добывающих скважин на Сосновском месторождении компании ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» показало высокую эффективность в виде снижения обводненности добываемой продукции от 0,3 до 2,1 % и увеличения дебитов по нефти в среднем на 5,4-5,8 т/сут (что составило 50-60 % от базового дебита нефти до применения технологии), в итоге, накопленная дополнительная добыча нефти по участку добывающих скважин за период оценки 7 месяцев после воздействия составила свыше 950 тонн;
- результаты опытно-промысловых испытаний технологии ОВНЭ-МК на одном из НГКМ с карбонатным коллектором показали рост давления на 2 МПа при продавливании в ПЗП блокирующего состава в сравнении с аналогичной обработкой скважины традиционным эмульсионным составом без кольматанта, что свидетельствует о формировании в трещинах блокирующего экрана, способствующего предотвращению поглощения технологической жидкости.

5. Техничко-экономический анализ эффективности глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации на примере технологии с применением блокирующего состава ОВНЭ-МК показал совокупный экономический эффект на примере 1-ой скважины – 785,9 тыс. руб, что в масштабах одного из НГКМ за период 4 лет составило 89,31 млн. руб конечного накопленного ЧДД. Основным фактором данного экономического эффекта является предотвращенный ущерб от потерь по добыче нефти за счет сокращения количества циклов глушения до 1, уменьшения сроков освоения скважины и вывода ее на режим эксплуатации, а также сохранения дебитов по нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научно-квалификационной работой, в которой на основании выполненных автором исследований изложены новые научно-методические и технологические решения, направленные на повышение эффективности глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях их эксплуатации и имеющие существенное значение для развития нефтедобывающей отрасли страны.

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы и рекомендации:

1. Для повышения эффективности глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях их эксплуатации (аномально низкое пластовое давление, трещинно-поровый коллектор, высокий газовый фактор) необходим системный подход, заключающийся в обоснованном выборе наиболее эффективных блокирующих составов и технологий их применения, а также в комплексном моделировании (численном, физическом и промысловом) процессов, происходящих в системе «скважина – ПЗП».

2. Разработан метод комплексного многофакторного анализа промыслового материала для оценки эффективности глушения добывающих скважин. В результате регрессионного анализа установлены факторы, оказывающие влияние на эффективность глушения скважин на нефтегазоконденсатном месторождении с карбонатным коллектором и АНПД.

3. С целью повышения эффективности глушения скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов Волго-Уральской НГП предложена комплексная модель планирования технологии глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации, заключающаяся в зонировании месторождения по степени геологической неоднородности для подбора типа блокирующего состава.

4. Создан и апробирован современный лабораторно-методический комплекс для физического моделирования процессов глушения и освоения нефтяных скважин с использованием блокирующих составов, предусматривающий экспериментальное определение физико-химических, реологических, блокирующих, газодерживающих и фильтрационных свойств технологических жидкостей в термобарических пластовых условиях с применением стандартного лабораторного оборудования и специально разработанных стендов.

5. Разработан и доведен до промышленного производства совместно с ООО «Синтез-ТНП» эмульгатор гидрофобных эмульсий ЯЛАН-Э2, синтезированный на основе растительных масел и аминов. Эмульсионные составы, приготовленные на основе данного эмульгатора, обладают высокой агрегативной устойчивостью и термостабильностью. Данный реагент способен эмульгировать не только водные солевые растворы, но и кислоты, что позволяет использовать его для получения ТЖ как для глушения скважин, так и их стимуляции, обеспечивая при этом защиту подземного оборудования от коррозии.

6. Разработан комплекс блокирующих эмульсионных и полимерных жидкостей глушения скважин, обеспечивающих сохранение, восстановление и улучшение фильтрационных характеристик ПЗП с различным типом пород-коллекторов. Установлены механизмы, характер и степень влияния данных технологических жидкостей в зависимости от их химического и компонентного состава на фильтрационные характеристики терригенных (для условий Западно-Сибирской НГП) и карбонатных (для условий Волго-Уральской НГП) пород-коллекторов, что позволяет осуществлять направленное регулирование их фазовых проницаемостей при глушении скважин перед подземным ремонтом в различных геолого-физических и технологических условиях разработки нефтяных месторождений.

7. На основе результатов лабораторных фильтрационных и реологических исследований, а также по данным численного моделирования процесса глушения нефтяной скважины установлены зависимости изменения проницаемости матрицы и давления раскрытия трещин карбонатных пород-коллекторов от напряжений, действующих на них при фильтрации жидкостей с ньютоновским и неньютоновским характером поведения.

8. Предложена комплексная система сопровождения процесса глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации, включающая алгоритм гидравлического расчета течения ньютоновских и неньютоновских ТЖ по стволу скважины и их фильтрации в ПЗП с учетом напряженного состояния трещин пород-коллекторов. Данная система реализована в виде комплекса специализированных программ и нормативных документов.

9. Для повышения эффективности глушения скважин в условиях трещинно-поровых пород-коллекторов предлагается осуществлять контроль технологического режима закачки в скважину жидкости глушения с учетом рассчитанного согласно разработанному алгоритму рабочего «окна» устьевых давлений.

10. Для сохранения фильтрационных свойств ПЗП в процессе проведения подземного ремонта скважин, оборудованных УЭЦН и находящихся в зонах высокой геологической неоднородности, в качестве альтернативы процессу глушения предложена модель забойного клапана-отсекателя, обладающего рядом преимуществ перед существующими аналогами.

11. В результате промысловых испытаний ряда разработанных технологий глушения нефтяных скважин получен технологический эффект в виде увеличения их дебитов, сокращения сроков вывода на режим эксплуатации, снижения обводненности добываемой продукции. Основным фактором экономического эффекта от реализации разработанных технологий является предотвращенный ущерб от потерь по добыче нефти за счет сокращения количества циклов глушения, уменьшения сроков освоения скважин и вывода их на режим эксплуатации, а также сохранения дебитов по нефти.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВПД – аномально высокое пластовое давление;
- АМК – аппаратно-методический комплекс;
- АНПД – аномально низкое пластовое давление;
- АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- БК – биополимерная композиция;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;
- БП – блокирующая пачка;
- БПС – блокирующий полимерный состав;
- БС – блокирующий состав;
- ВНИГРИ – Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт;
- ВНР – время вывода скважины на режим эксплуатации;
- ВУС – вязкоупругий состав;
- ГДИС – гидродинамические исследования скважин;
- ГИС – геофизические исследования скважины;
- ГЭС – гидрофобно-эмульсионный состав;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы;
- ГРП – гидравлический разрыв пласта;
- ГТМ – геолого-техническое мероприятие;
- ДВ – дистиллированная вода;
- ДТ – дизельное топливо;
- ЖГС – жидкость глушения скважины;
- ИПТН – индукционный пластово-трещинный наклономер;
- ИЭР – инвертный эмульсионный раствор;
- КВД – кривая восстановления давления;
- КВП – коэффициент восстановления проницаемости;
- КВУ – кривая восстановления уровня;
- ККМ – критическая концентрация мицеллообразования;
- КП – кольцевое пространство скважины;
- МК – мраморная крошка;
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
- НГП – нефтегазоносная провинция;
- НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОВНЭ – обратная водонефтяная эмульсия;

ОКНЭ – обратная кислотонефтяная эмульсия;

ОНИЦ – объединенный научно-исследовательский центр;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ОПИ – опытно-промысловые испытания;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПАС – профилактическая антикоррозионная смазка;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПО – подземное оборудование;

ПСЖГ – полисахаридная жидкость глушения;

ПНС – предельное напряжение сдвига;

РНГМ – кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений;

СКО – солянокислотная обработка;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ТЖ – технологическая жидкость;

ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважин;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЭВМ – электронно-вычислительная машина;

ЭК – эксплуатационная колонна;

DFN – дискретная сеть трещин (Discrete Fracture Network);

IMPES-метод – метод неявного решения уравнений по давлению и явного по насыщенности (IMplicit Pressure EXplicit Saturation);

LCM – технологии глушения с контролем (снижением) поглощения (Liquid Control Materials);

SCSSV – скважинный предохранительный клапан, управляемый с поверхности (Surface Control Subsurface Safety Valve);

SEQ-метод – метод последовательного решения (SEQuential solution);

SS-метод – метод совместного решения (Simultaneous Solution);

SSCSV – скважинный предохранительный клапан, управляемый (из скважины) (Subsurface Controlled Subsurface Safety Valve);

SSSV – система скважинных предохранительных клапанов (Subsurface Safety Valve).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абатуров, С.В. Новая технология приготовления инвертно-эмульсионных растворов для глушения и перфорации скважин / С.В. Абатуров, Д.Ш. Рамазанов, И.В. Шпуров // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 9. – С. 90-91.
2. Абдуллин, Р.С. Особенности глушения скважин на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении / Р.С. Абдуллина, Е.Н. Козлов, А.В. Кустышев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 6. – С. 31-33.
3. Абетова, С.А. Интерпретация тектонических нарушений в объектах моделирования с использованием алгоритма ant-tracking в программном обеспечении petrel / С.А. Абетова, А.Е. Абетов // Геология и охрана недр. – 2017. – № 4 (65). – С. 51-55.
4. Абрамзон, А.А. Поверхностно-активные вещества. Синтез, анализ, свойства, применение: Учебное пособие для вузов / А.А. Абрамзон, Л.П. Зайченко, С.И. Файнгольд. – Л.: Химия, 1988. – 200 с.
5. Автоматизированная система контроля процесса закачки жидкостей ГЕОСТАР-ПКРС-104 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gstar.ru/geopkrs104.shtml>, свободный. – Загл. с экрана.
6. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
7. Акимов, О.В. Совершенствование технологий глушения скважин при интенсификации разработки низкопроницаемых терригенных коллекторов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Акимов Олег Валерьевич. – Уфа, 2011. – 125 с.
8. Акимов, О.В. Технологии глушения скважин с гидроразрывом пласта в условиях аномально высоких и аномально низких пластовых давлений / О.В. Акимов, С.Е. Здольник, Д.Л. Худяков и др. // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2. – С. 92-95.
9. Алексеев, А.А. Курс на карбонаты / А.А. Алексеев // Сибирская нефть. – 2017. – № 1/138. – С. 28-40.
10. Амелин, И.Д. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии / И.Д. Амелин, М.Л. Сургучев, А.В. Давыдов. – М.: Недра. – 1994. – 308 с.
11. Андреев, Д.В. Роль пустотности системы трещин в выработке запасов нефти карбонатных трещиновато-поровых коллекторов / Д.В. Андреев // Нефтепромысловое дело. – 2011. – №6. – С. 17-20.
12. Антониади, Д.Г. Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений на поздней стадии / Д.Г. Антониади, Д.А. Кузьмин // Вестник РАЕН. – 2017. – Т.17. – №5. – С. 3-7.

13. Антониади, Д.Г. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях / Д.Г. Антониади, Э.В. Бабаян, С.В. Усов // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – №11. – С. 25-30.
14. Анфиногентов, Д.А. Блокирующий состав REABLOCK для глушения скважин / Д.А. Анфиногентов // Бурение и нефть. – 2014. – № 11. – С. 36-38.
15. Апанович, В.С. Проблемы эксплуатации и ремонта скважин на месторождениях Крайнего Севера и пути их решения / В.С. Апанович, А.М. Шарипов, М.В. Титов // Территория нефтегаз. – 2008. – № 3. – С. 44-46.
16. Астрахан, И.М. Динамика вязких жидкостей: Учебное пособие / И.М. Астрахан. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 104 с.
17. Атвиновская, Т.В. Роль жидкостей глушения в процессе ремонта скважин / Т.В. Атвиновская // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2018. – №2. – С. 34-41.
18. Ахметов, А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Проблемы и решения / А. А. Ахметов. – Уфа, 2000. – 219 с.
19. Ахметов, А.А. Повышение эффективности и экологической безопасности эксплуатации и капитального ремонта газовых скважин: автореф. ... дис.: докт. тех. наук: 25.00.15; 25.00.17 / А.А. Ахметов; Упр-е интен-ции и р-та скв. ООО «Уренгойгазпром». – Уфа, 2001. – 48 с.
20. Аширов, К.Б. О критериях, определяющих работу матриц при разработке плотных трещиноватых нефтяных пластов / К.Б. Аширов. – М.: Недра, 1967. – 37 с.
21. Багринцева, К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 257 с.
22. Багринцева, К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К.И. Багринцева. – М.: РГГУ, 1999. – 285 с.
23. Базыров, И.Ш. Контроль и регулирование роста техногенных трещин при вытеснении нефти из низкопроницаемых коллекторов: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.17 / Базыров Ильдар Шамилевич. – СПб., 2020. – 112 с.
24. Базыров, И.Ш. Моделирование инициации трещин в трещиноватом коллекторе в наклонно направленных и горизонтальных скважинах / И.Ш. Базыров, А.С. Гунькин, Ю.В. Овчаренко и др. // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 56-59.
25. Баранов, Ю.В. Разработка и опытно-промысловые испытания модифицированной жидкости СНПХ-3120М для глушения скважин / Ю.В. Баранов, И.Х. Зиятдинов, Т.Г. Валеева и др. // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 2. – С. 39-43.
26. Баренблатт, Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 211 с.

27. Баренблатт, Г.И. О движении газожидкостных смесей в трещиновато-пористых породах / Г.И. Баренблатт // Изв. АН СССР. Сер. Механика и машиностроение, 1964. – №3. – С. 47-50.
28. Баренблатт, Г.И. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах / Г.И. Баренблатт, Ю.П. Желтов, И.Н. Кочина // ПММ, т. XXIV, вып. 5. – 1960. – с. 852-864.
29. Басарыгин, Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Краснодар: «Сов. Кубань», 2002. – 584 с.
30. Басарыгин, Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
31. Басниев, К.С. Нефтегазовая гидромеханика: Учеб. пособие для вузов / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Г.Д. Розенберг. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 544 с.
32. Басниев, К.С. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
33. Блехман, В. Методика моделирования трещиноватых терригенных коллекторов в Западной Сибири / В. Блехман, М. Кренов, Л. Шмарьян и др. // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 6. – С. 7-11.
34. Блок-пачка ПЛАСТИРОКС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://polyex.ru/catalog/zhidkosti-glusheniya-skvazhin/vremenno-blokiruyushchiy-sostav-plastiroks/>, свободный. – Загл. с экрана.
35. Блокирующие составы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://synergytechnology.ru/reagents/drilling-fluids/blocking-compounds/>, свободный. – Загл. с экрана.
36. Блокирующий состав БУС 11, БУС 14 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://technotec.ru/services/reagents?category=7>, свободный. – Загл. с экрана.
37. Блокирующий состав «M-Fiber»: презентация компании «M-I Swaco – Schlumberger». – 2016. – 10 с.
38. Бобренёва, Ю.О. Математическое моделирование процесса массопереноса в коллекторе трещиновато-порового типа / Ю.О. Бобренёва, А.А. Мазитов, И.М. Губайдуллин // Информационные технологии и нанотехнологии: сб. трудов IV Международной конференции и молодёжной школы «Информационные технологии и нанотехнологии». – Самара: Самарский университет, 2018. – С. 1775-1780.

39. Бодров, Я.В. Блокирующий состав – защита коллектора от загрязнений / Я.В. Бодров // Материалы XXXV научно-технической конференции молодых ученых и специалистов ОАО «Сургутнефтегаз». – Сургут: ОАО «Сургутнефтегаз», 2005. – С. 302-304.

40. Бойков, Е.В. Разработка матрицы критериев для оценки применимости жидкостей глушения / Е.В. Бойков, И.Н. Евдокимов, А.З. Кильмаматов и др. // Бурение и нефть. – 2019. – №2. – С. 20-27.

41. Бондаренко, А.В. Комплексная методика исследований по разработке эмульсионных блокирующих составов для глушения добывающих скважин / А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов, **Д.В. Мардашов** // Территория «Нефтегаз». – 2018. – №10. – С. 42-49.

42. Бондаренко, А.В. Лабораторные исследования по подбору составов для глушения скважин в условиях нефтегазовых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа / А.В. Бондаренко, А.Ф. Габибов, **Д.В. Мардашов** // Материалы III Международного молодежного научно-практического форума «Нефтяная столица». – Нижневартовск. – 2020. – С. 24-29.

43. Бондаренко, А.В. Лабораторные исследования полимерных составов для глушения скважин в условиях повышенной трещиноватости / А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов, К.В. Игнатъев, **Д.В. Мардашов** // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20. – № 1. – С. 37-48.

44. Бондаренко, А.В. Обоснование технологии глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором: дис. ... канд. тех. наук: 2.8.4 / Бондаренко Антон Владимирович. – СПб., 2022. – 184 с.

45. Бондаренко, А.В. Область эффективного применения жидкостей глушения нефтяных и газовых скважин / А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов, **Д.В. Мардашов** // Материалы Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: АГНИ, 2018. – Т. 1. – С. 216-221.

46. Бондаренко, А.В. Оценка эффективности применения блокирующих полимерных составов при глушении нефтяных скважин в условиях карбонатного коллектора и высокого газового фактора / А.В. Бондаренко, Д.В. Мардашов, Ш.Р. Исламов // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т.20. – № 1. – С. 53-64.

47. Бондаренко, А.В. Технологические жидкости для глушения нефтяных скважин при подземном ремонте / А.В. Бондаренко, Р.И. Муртазин, **Д.В. Мардашов** // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции Студенческого отделения европейской ассоциации геочеленых и инженеров – European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE). – Тюмень: ТИУ. – 2017. – С. 184-188.

48. Бондаренко, П.М. Прогноз зон природной трещиноватости в продуктивных отложениях Западно-Урьевской площади по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования / П.М. Бондаренко, В.В. Захаров, М.Ю. Зубков и др. // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2004. – №14. – С. 23-30.

49. Бояркин, А.А. Разработка технологических решений, повышающих эффективность глушения газовых скважин с аномально низким пластовым давлением: автореф. ... дис.: канд. техн. наук: 25.00.15 / Бояркин Алексей Александрович; ОАО Науч.-произв. объединение «Бурение». – Краснодар, 2005. – 24 с.

50. Бриджерс, К.Л. Жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин / К.Л. Бриджерс. – М.: Институт компьютерных исследований, 2016. – 236 с.

51. Булатов, А.И. Освоение скважин: Справочное пособие / А.И. Булатов, Ю.Д. Качмар, П.П. Макаренко и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 473 с.

52. Булатов, А.И. Системный анализ исследований течения вязко-пластичных жидкостей – глинистых и цементных растворов (Ч. 1) / А.И. Булатов // Бурение и нефть. – 2016. – №3. – С. 18-23.

53. Вагина, Т.Ш. Разработка блокирующего состава для глушения скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом современных требований / Т.Ш. Вагина, А.А. Гаврилов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – №6. – С. 38-41.

54. Вахрушев, С.А. Глушение скважин, эксплуатирующих высокотемпературные кавернозно-трещиноватые карбонатные пласты месторождения имени Р. Требса / С.А. Вахрушев, А.Г. Михайлов, Д.С. Костин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 41-45.

55. Виноградов, Г.В. Реология полимеров/ Г.В. Виноградов, А.Я. Малкин. – М.: Химия, 1977. – 440 с.

56. Вязко-упругие составы на основе полисахаридов для временного отключения пластов и глушения скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://pskbt.narod.ru/VUS.htm>, свободный. – Загл. с экрана.

57. Гасумов, Р.А. Глушение скважин с временным блокированием продуктивного пласта на газовых скважинах с АНПД месторождений Крайнего Севера / Р.А. Гасумов, Т.Ш. Вагина, А.А. Гаврилов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – №9. – С. 37-40.

58. Гасумов, Р.Р. Блокирующие жидкости с наполнителем для глушения скважин / Р.Р. Гасумов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2012. – №1. – С. 35-39.

59. Гасумов, Р.Р. Разработка пенообразующих технологических жидкостей для освоения и глушения скважин в условиях АНПД: автореф. ... дис.: канд. техн. наук: 25.00.15 / Гасумов Рустам Рамизович; ОАО «СевКавНИПИГаз» – М., 2012. – 27 с.
60. Гиалаев, Г.Г. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий / Г.Г. Гиалаев, Т.В. Хисметов, А.М. Бернштейн и др. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №8. – С. 64-66.
61. Глущенко, В.Н. Загущенные бескальциевые жидкости глушения скважин / В.Н. Глущенко, О.А. Пташко // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – №10. – С. 58-61.
62. Глущенко, В.Н. Нефтепромысловая химия / В.Н. Глущенко, М.А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – Т. 3. – 650 с.
63. Гмурман, В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: Учебное пособие для вузов / В.Е. Гмурман. – 9-е изд., стер. – М.: Высшая школа, 2003. – 479 с.
64. Голф-Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д. Голф-Рахт. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
65. ГОСТ 12536-2014 «Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава». – М.: Издательство стандартов, 2014. – 22 с.
66. ГОСТ 1929-87 «Нефтепродукты. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре». – М.: Издательство стандартов, 1988. – 18 с.
67. ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания». – М.: Издательство стандартов, 2006. – 7 с.
68. ГОСТ 24941-81 «Породы горные. Методы определения механических свойств нагружением сферическими инденторами». – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 16 с.
69. ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств». – М.: Издательство стандартов, 1985. – 5 с.
70. ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостью насыщением». – М.: Издательство стандартов, 1985. – 7 с.
71. ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации». – М.: Издательство стандартов, 1985. – 16 с.
72. ГОСТ 29232-91 «Определение критической концентрации мицеллообразования». – М.: Издательство стандартов, 2004. – 7 с.
73. ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности». – М.: Издательство стандартов, 1985. – 74 с.

74. ГОСТ 9.502-82 «Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний». – М.: Издательство стандартов, 1984. – 25 с.
75. ГОСТ Р 50097-92 (ИСО 9101-87) «Вещества поверхностно-активные. Определение межфазного натяжения. Метод объема капли». – М.: Издательство стандартов, 1992. – 19 с.
76. ГОСТ ISO 10417-2014 «Системы скважинных предохранительных клапанов. Проектирование, установка, эксплуатация и восстановление». – М.: Стандартинформ, 2019. – 34 с.
77. Габдуллин, Р.Г. Сохранение коллекторских свойств пластов при вторичном их вскрытии, эксплуатации и ремонте / Р.Г. Габдуллин, В.М. Хусаинов, Н.И. Хаминов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 6. – С. 78-81.
78. Глушение с применением блокирующих пачек [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://zirax-nefteservice.ru/technology/technology_08.php, свободный. – Загл. с экрана.
79. Глушение скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://http://www.himeko.ru/glushenie-skvazhin.html>, свободный. – Загл. с экрана.
80. Глушение скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://veteran.bz/service>, свободный. – Загл. с экрана.
81. Гмурман, В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: Учебное пособие для вузов // В.Е. Гмурман. – М.: Высшая школа, 2003. – 479 с.
82. Губайдуллин, Ф.Р. Влияние химических реагентов, применяемых при добыче нефти, на устойчивость водонефтяных эмульсий / Ф.Р. Губайдуллин, О.С. Татьяна, Т.Ф. Космачева и др. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 8. – С. 68-70.
83. Губина, А.И. Применение пластовой наклонометрии для выделения трещинных коллекторов и определения элементов залегания пластов / А.И. Губина, П.Н. Гуляев, В.Н. Бабуров, Е.М. Механошина // Геофизика. – 2013. – № 5. – С. 58-63.
84. Гумеров, Р.Р. Лабораторные методы и устройства для исследования блокирующих составов глушения скважин / Р.Р. Гумеров, **Д.В. Мардашов**, Ш.Р. Исламов и др. // Химическая техника. – 2018. – №4. – С. 8-10.
85. Гусаков, В.Н. Технология предупреждения поглощений при проведении текущего ремонта скважин в условиях низких пластовых давлений / В.Н. Гусаков, Н.Н. Краевский, А.Ф. Хакимов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №10. – С. 50-51.
86. Гуськова, И.А. Экспериментальные исследования гидрофобизирующих свойств составов, используемых в технологиях гидроразрыва пласта / И.А. Гуськова, Д.Р. Хаярова, Т.Л. Гайфуллин и др. // Нефтепромысловое дело. – 2022. – №8 (644). – С. 21-26.

87. Демахин, С.А. Глушение скважин блок-пачками – эффективное средство сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта / С.А. Демахин, А.П. Меркулов, Д.Н. Касьянов и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – №1. – С. 66-69.

88. Дмитриев, Е.А. Насосы химических производств: Учебно-методическое пособие // Е.А. Дмитриев, Е.П. Моргунова, Р.Б. Комляшёв. – М.: РХТУ им. Д.И. Менделеева, 2013. – 48 с.

89. Дмитрук, В.В. Повышение эффективности глушения скважин Уренгойского месторождения / В.В. Дмитрук, С.Н. Рахимов, А.А. Бояркин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №5. – С. 130-132.

90. Дуркин, С.М. Математическая модель скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Дуркин Сергей Михайлович. – Ухта, 2014. – 151 с.

91. Епифанцев, О.Г. Трещиноватость горных пород. Основы теории и методы изучения: методич. рек. / О.Г. Епифанцев, Н.С. Плетенчук. – Новокузнецк: СибГИУ, 2008. – 41 с.

92. Жариков, М.Г. Разработка и испытание жидкостей глушения и блокирующих составов на углеводородной основе при капитальном ремонте газовых скважин Уренгойского НГКМ / М.Г. Жариков, Г.С. Ли, А.И. Копылов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – №1. – С. 19-24.

93. Желонин, П.В. Обоснование алгоритма выбора технологий глушения скважин / П.В. Желонин, Д.М. Мухаметшин, А.Б. Арчиков и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – №2. – С. 76-81.

94. Желтов, Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1975. – 216 с.

95. Жидкости глушения скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.akros-llc.com/products/resheniya-dlya-dobychi/shchadyashchee-glushenie/>, свободный. – Загл. с экрана.

96. Жидкости для глушения скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.gubkin.ru/faculty/chemical_and_environmental/chairs_and_departments/chemical_substance_technology/Field_Chemistry/well_killing_operation.pdf, свободный. – Загл. с экрана.

97. Закупоривающий агент «Diaseal M»: презентация компании Chevron Phillips Chemical. – 2016. – 24 с.

98. Здольник, С.Е. Глушение скважин с контролем поглощения в условиях интенсификации разработки терригенных коллекторов / С.Е. Здольник, А.Н. Хандрико, О.Б. Аханкин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №11. – С. 62-65.

99. Здольник, С.Е. Проблемы глушения скважин Приобского месторождения и пути их решения / С.Е. Здольник, И.М. Згоба, А.Г. Телин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2006. – №1. – С. 35-38.

100. Зейгман, Ю.В. Вызов притока жидкости из пласта и освоение скважин установками ЭЦН: Учеб. пособие. / Ю.В. Зейгман, О.А. Гумеров. – Уфа: ООО «Монография», 2006. – 92 с.

101. Зейгман, Ю.В. Новые химические составы жидкостей глушения нефтяных скважин / Ю.В. Зейгман, М.Р. Мавлютов, Р.Х. Муслимов и др. // Башкирский химический журнал Уфа: АН РБ. – 1995. – том 2. – вып.3-4. – С. 58-60.

102. Зейгман, Ю.В. Особенности выбора составов жидкостей глушения скважин в осложненных условиях эксплуатации скважин / Ю.В. Зейгман, В.Ш. Мухаметшин, А.Р. Хафизов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №1. – С. 66-69.

103. Зейгман, Ю.В. Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах / Ю.В. Зейгман, В.Ш. Мухаметшин, А.Р. Хафизов и др. // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – №3. – С. 33-39.

104. Зейгман, Ю.В. Физические основы глушения и освоения скважин: Учеб. пособие / Ю.В. Зейгман. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1996. – 78 с.

105. Зозуля, Г.П. Расчеты при капитальном ремонте скважин: Учебное пособие для вузов / Г.П. Зозуля, В.М. Шенбергер, М.Л. Карнаухов и др. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 188 с.

106. Зуев, К.И. Основы теории подobia / К.И. Зуев. – Владимир: ВлГУ, 2011. – 51 с.

107. Ибрагимов, Н.Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н.Г. Ибрагимов, В.П. Тронов, И.А. Гуськова. – М.: Нефтяное хоз-во, 2010. – 238 с.

108. Игнатъев, К.В. Особенности глушения скважин при подземном ремонте в условиях карбонатных коллекторов / К.В. Игнатъев, А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов и др. // Материалы III Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: АГНИ, 2018. – С. 53-56.

109. ИЖНЕФТЕМАШ. Каталог. Описание на детали и сборочные единицы насоса цементировочного НЦ 320 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://izhneftemash.nt-rt.ru/images/manuals/nc320_detali.pdf, свободный. – Загл. с экрана.

110. Изюмченко, Д.В. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики / Д.В. Изюмченко, О.В. Николаев, С.А. Шулепин // Вести газовой науки. – М.: ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ». – 2013. – №4. – 36-45.

111. Ильшев, А.М. Общая теория статистики: Учебное пособие / А.М. Ильшев, О.М. Шубат. – М.: КНОРУС, 2013. – 432 с.

112.Исламов, Ш.Р. Глушение и стимуляция нефтяных скважин с применением гидрофобно-эмульсионных составов / Ш.Р. Исламов, М.К. Рогачев, **Д.В. Мардашов** // Материалы VIII Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники». – Уфа: УГНТУ, 2014. – Т. 1. – С. 56-57.

113.Исламов, Ш.Р. Лабораторные исследования составов для глушения скважин в осложненных условиях / Ш.Р. Исламов, А.В. Бондаренко, **Д.В. Мардашов** // Материалы II Международного научно-технического и инвестиционного форума по химическим технологиям и нефтегазопереработке «Нефтехимия-2019». – Минск: БГТУ, 2019. – С. 59-61.

114.Исламов, Ш.Р. Обоснование технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.17 / Исламов Шамиль Расихович. – СПб., 2021. – 151 с.

115.Исламов, Ш.Р. Подбор реагентов-эмульгаторов для приготовления инвертно-эмульсионных растворов для глушения скважин / Ш.Р. Исламов, А.В. Бондаренко, **Д.В. Мардашов** // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 4. – С. 10-15.

116.Исламов, Ш.Р. Разработка блокирующего гидрофобно-эмульсионного состава для глушения нефтяных скважин в условиях повышенных пластовых температур / Ш.Р. Исламов, **Д.В. Мардашов**, А.М. Шагиахметов // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – Альметьевск: АГНИ, 2015. – № 1. – С. 32-35.

117.Калинин, А.Г. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые / А.Г. Калинин, А.З. Левицкий. – М.: Недра, 1988. – Т. 3. – 376 с.

118.Киркинская, В.Н. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа / В.Н. Киркинская, Е.М. Смехов. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.

119.Кирсанов, Е.А. Неньютоновское поведение структурированных систем / Е.А. Кирсанов, В.Н. Матвеевко. – М.: ТЕХНОСФЕРА, 2016. – 384 с.

120.Киряков, Г.А. Разработка блокирующих растворов для глушения скважин Уренгойского месторождения в условиях аномально-низких пластовых давлений: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.15 / Киряков Георгий Александрович. – Уфа, 2001. – 197 с.

121.Козлов, Е.Н. Особенности глушения скважин на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении / Е.Н. Козлов, А.В. Кустышев, Р.С. Абдуллин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 6. – С. 31-34.

122.Колганов, В.И. О классификации карбонатных трещинных коллекторов / В.И. Колганов, Г.А. Ковалева // Нефтепромысловое дело. – №11. – 2010. – С. 12-14.

123.Компоновки для автоматического отсечения призабойной зоны пласта [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<http://geonik.com/%D0%BA%D0%BE%D0%BC%D0%BF%D0%BE%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BA%D0%B8/>, свободный. – Загл. с экрана.

124. Конесев, В.Г. Совершенствование качества технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов и глушения скважин: автореф. ... дис.: канд. тех. наук: 25.00.15 / Конесев Василий Геннадьевич. – Уфа, 2012. – 24 с.

125. Коннов, Д.А. Методика выявления разрывных нарушений на основании данных сейсморазведки при помощи различных методов атрибутивного анализа / Д.А. Коннов, С.Б. Курмангалиев, А.Ю. Бражник // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: Материалы VIII Международной научно-практической конференции. – Астрахань: Астраханский государственный технический университет. – 2017. – С. 76-79.

126. Королев, И.П. Опыт и перспективы использования обратных эмульсий для глушения скважин / И.П. Королев, В.Н. Глущенко, М.Ш. Кендис // Нефтяное хозяйство. – 1986. – №10. – С. 59-62.

127. Королев, М.И. Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Королев Максим Игоревич. – СПб., 2019. – 127 с.

128. Королев, С. Высокоэффективная технология глушения скважин с применением блокирующих жидкостей на углеводородной основе / С. Королев, А. Бояркин // Бурение и нефть. – 2006. – №2. – С. 15-17.

129. Коршунов, В.А. Новый способ определения предела прочности при растяжении горных пород / В.А. Коршунов, Ю.М. Карташов // Записки горного института. – 2011. – Т.190. – С. 202-206.

130. Коршунов, В.А. Определение показателей паспорта прочности горных пород методом разрушения образцов сферическими инденторами / В.А. Коршунов, Ю.М. Карташов, В.А. Козлов // Записки горного института. – 2010. – Т.185. – С. 41-45.

131. Коршунов, В.А. Расчётный метод построения паспорта прочности горной породы по результатам испытаний образцов сферическими инденторами / В.А. Коршунов, Д.Н. Петров, К.Н. Ястребова // Инновационные направления в проектировании горнодобывающих предприятий: Геомеханическое обеспечение проектирования и сопровождения горных работ: Материалы VIII Международной научно-практической конференции. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет. – 2017. – С. 256-265.

132. Коршунов, В.А. Новый подход к определению коэффициента Пуассона горных пород / В.А. Коршунов, Д.Н. Петров, А.Н. Шоков // Инновационные направления в проектировании горнодобывающих предприятий: Геомеханическое обеспечение проектирования и

сопровождения горных работ: Материалы VIII Международной научно-практической конференции. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет. – 2017. – С. 265-273.

133. Котяхов, Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.

134. Куликов, А.Н. Применение инвертной дисперсии «Дисин» для глушения поглощающих скважин после проведения гидроразрыва пласта / А.Н. Куликов, Т.А. Исмагилов, А.Г. Телин, А.М. Хакимов // Башкирский химический журнал. – 2001. – № 3. – Т. 8. – С. 73-75.

135. Кунакова, А.М. Разработка метода подбора блокирующих составов глушения скважин Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / А.М. Кунакова, Р.Р. Гумеров, В.А. Суковатый, М.К. Рогачев, **Д.В. Мардашов** // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 102-103.

136. Кустышев, А.В. Математическое моделирование технологических процессов закачивания раствора в скважину при проведении геолого-технических мероприятий / А.В. Кустышев, А.Н. Коротченко, Э.Э. Колмаков, Н.И. Расамагин, П.И. Крюков // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – № 4 (4). – Т. 1. – С. 91-101.

137. Кустышев, Д.А. Особенности глушения скважин на завершающей стадии разработки месторождений / Д.А. Кустышев, Т.В. Кривенец, Р.В. Ткаченко // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 3 (38). – С. 103-107.

138. Кучурин, А.Е. Испытания клапанов-отсекателей для защиты продуктивных пластов от жидкостей глушения при смене установки электроцентробежных насосов на месторождениях ПАО «Газпром нефть» / А.Е. Кучурин, Е.А. Кибирев, А.М. Кунакова // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019. – № 1 (11). – С. 46-51.

139. Ламосов, М.Е. Повышение эффективности использования жидкостей для глушения и ремонта скважин на основе бромидов цинка и кальция: автореф. дис.: канд. тех. наук: 25.00.15 / Ламосов Михаил Евгеньевич; ОАО Науч.-произв. объединение «Бурение». – Краснодар, 2004. – 23 с.

140. Лебединец, Н.П. О вытеснении нефти из трещиновато-кавернозных коллекторов при нелинейном режиме фильтрации / Н.П. Лебединец // Нефтяное хозяйство. – №2. – 2011. – С. 68-69.

141. Легкоконец, В.А. Прогноз эффективности проведения водоизоляционных работ на примере Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения / В.В. Легкоконец, **Д.В. Мардашов**, А.В. Морозов // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – № 3 (9). – 2018. – С. 51-55.

142. Лезов, Г.О. Технология комбинированного глушения и вторичного вскрытия нефтяных скважин с использованием инвертной дисперсии «Дисин» / Г.О. Лезов, В.И. Яшин,

Т.А. Исмагилов и др. // Нефтяное хозяйство. – № 2. – 1994. – С. 48-51.

143.Лекомцев, А.В. Оценка естественной трещиноватости карбонатного коллектора Сибирского месторождения / А.В. Лекомцев, Д.А. Мартюшев, М.Б. Савчик и др. // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №3. – С. 25-27.

144.Леонов, Е.Г. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. – М.: Недра, 1987. – 304 с.

145.Липатов, А.В. Моделирование процесса ликвидации поглощений в скважинах вязкоупругими составами: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15 / Липатов Александр Владимирович. – СПб., 2017. – 100 с.

146.Литвиненко, В.С. От лаборатории до скважины / В.С. Литвиненко, М.К. Рогачев, **Д.В. Мардашов** // Neftegaz.Ru. – 2017. – №3. – С. 50-55.

147.Мавлиев, А.Р. Исследование антикоррозионных свойств технологических жидкостей для скважинной добычи нефти / А.Р. Мавлиев, М.К. Рогачев, **Д.В. Мардашов**, К.В. Стрижнев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3. – С. 462-471.

148.Мавлиев, А.Р. Обоснование и разработка многофункциональных технологических жидкостей для подземного ремонта скважин: автореф. ... дис.: канд. техн. наук: 25.00.17 / Мавлиев Альберт Разифович. – СПб., 2011. – 20 с.

149.Мавлиев, А.Р. Разработка гидрофобно-эмульсионного состава для подземного ремонта нефтяных скважин / А.Р. Мавлиев, М.К. Рогачев, **Д.В. Мардашов**, М.В. Наугольнов // Записки Горного института. – 2012. – Т. 195. – С. 57-60.

150.Мавлиев, А.Р. Разработка потокоотклоняющих технологий на основе гидрофобно-эмульсионных составов / А.Р. Мавлиев, М.К. Рогачев, **Д.В. Мардашов**, М.В. Наугольнов // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5. – № 2. – С. 84-87.

151.Магнус, Я.Р. Эконометрика. Начальный курс: Учеб. // Я.Р. Магнус, П.К. Катыхев, А.А. Пересецкий. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Дело, 2004. – 576 с.

152.Маковой, Н. Гидравлика бурения / Н. Маковой. – М.: Недра, 1986. – 536 с.

153.Максимов, В.М. Актуальные проблемы развития методов и технологий разработки нефтегазовых месторождений / В.М. Максимов, Н.Н. Михайлов // Рациональное освоение недр. – 2011. – № 4. – С. 38-44.

154.Малоплотный раствор «АЭРОНИК-К» для капитального ремонта скважин в условиях АНПД и высокопроницаемых коллекторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://ost-moscow.ru/%D0%B0%D1%8D%D1%80%D0%BE%D0%BD%D0%B8%D0%BA-%D0%BA/](http://ost-moscow.ru/%D0%B0%D1%8D%D1%80%D0%BE%D0%BD%D0%B8%D0%BA-%D0%BA/,), свободный. – Загл. с экрана.

155.**Мардашов, Д.В.** Гидрофобно-эмульсионные составы для глушения и обработки призабойной зоны нефтяных скважин / **Д.В. Мардашов**, М.К. Рогачев // Современные проблемы

истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела: Материалы VII Международной научной конференции. Т. 1. – Уфа: изд-во «Реактив», 2006. – С.91-92.

156. **Мардашов, Д.В.** Глушение и стимуляция нефтяных скважин перед подземным ремонтом / **Д.В. Мардашов**, М.К. Рогачев, А.В. Максютин // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – Альметьевск: АГНИ, 2013. – № 1. – С. 119-122.

157. **Мардашов, Д.В.** Глушение и стимуляция нефтяных скважин при подземном ремонте с применением гидрофобных эмульсий / **Д.В. Мардашов**, М.К. Рогачев // Сборник трудов международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014». – Октябрьский: Аркаим, 2014. – С. 124-127.

158. **Мардашов, Д.В.** Глушение и стимуляция нефтяных скважин путем направленного регулирования фильтрационных свойств призабойной зоны / **Д.В. Мардашов**, М.К. Рогачев, А.В. Максютин // Научный журнал «Наука и ТЭК». – Тюмень. – 2011. – С. 57-60.

159. **Мардашов, Д.В.** Глушение нефтяных скважин перед подземным ремонтом с применением блокирующего гидрофобно-эмульсионного состава / **Д.В. Мардашов** // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – Альметьевск: АГНИ, 2014. – № 1. – С. 91-95.

160. **Мардашов, Д.В.** Методика расчета технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте / **Д.В. Мардашов**, А.В. Бондаренко, И.Р. Раупов // Записки Горного института. – 2022. DOI: 10.31897/PMI.2022.16

161. **Мардашов, Д.В.** Обоснование технологий глушения и стимуляции нефтяных скважин при подземном ремонте / **Д.В. Мардашов**, М.К. Рогачев // Проблемы ресурсо- и энергосбережения в технологиях освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов: Сб. науч. тр. – Уфа: Монография. – 2009 – С. 298-303.

162. **Мардашов, Д.В.** Обоснование технологий регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин при подземном ремонте: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Мардашов Дмитрий Владимирович. – СПб., 2008. – 130 с.

163. **Мардашов, Д.В.** Особенности глушения добывающих скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / **Д.В. Мардашов**, Ш.Р. Исламов, М.Н. Лиманов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 7 (115). – С. 90-96.

164. **Мардашов, Д.В.** Повышение эффективности глушения нефтяных скважин на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с аномально низкими пластовыми давлениями / **Д.В. Мардашов**, М.Н. Лиманов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т.333. – № 7. – С. 185-194.

165. **Мардашов, Д.В.** Предупреждение загрязнения призабойной зоны продуктивного пласта при глушении и стимуляции нефтяных скважин / **Д.В. Мардашов, А.В. Максютин** // Материалы XIV международной молодежной научной конференции «Севергеозкотех – 2013». – Ухта: УГТУ, 2013. – С. 290-295.

166. **Мардашов, Д.В.** Применение гидрофобных эмульсий в технологиях глушения нефтяных и газовых скважин / **Д.В. Мардашов, М.К. Рогачев, Р.Р. Рафиков** // Новые технологии в газовой промышленности: сб. тезисов докладов VII Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России. – М.: РГУНГ, 2007. – С.39.

167. **Мардашов, Д.В.** Применение неионогенных синтезированных поверхностно-активных веществ в технологиях глушения и стимуляции нефтяных скважин / **Д.В. Мардашов, М.К. Рогачев, М.И. Кузьмин, А.Р. Мавлиев** // Материалы V Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия». – Москва. – 2010. – С. 177-180.

168. **Мардашов, Д.В.** Применение обратных эмульсий в технологиях глушения и стимуляции нефтяных скважин / **Д.В. Мардашов, М.К. Рогачев** // Проблемы геологии и освоения недр: Сб. науч. тр. XII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 100-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири и 90-летию создания Сибгеолкома в России. – Томск: ТПУ, 2008. – С. 454-456.

169. **Мардашов, Д.В.** Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов / **Д.В. Мардашов** // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. – С. 667-677.

170. **Мардашов, Д.В.** Разработка комплексной технологии глушения и стимуляции скважин при подземном ремонте на нефтегазоконденсатных месторождениях / **Д.В. Мардашов, М.К. Рогачев, А.Н. Шляхтенков** // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов Международной научно-технической конференции. – 2015. – Т. 1. – С. 192-197.

171. **Мардашов, Д.В.** Разработка технологий применения обратных эмульсий при подземном ремонте нефтяных скважин / **Д.В. Мардашов, М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев** // Записки Горного института. – 2007. – Т.173. – С. 20-22.

172. **Мардашов, Д.В.** Технологические жидкости, применяемые для глушения эксплуатационных скважин, осложненных аномально высокими пластовыми давлениями / **Д.В. Мардашов, М.Н. Лиманов, В.Н. Дурягин, Н.А. Онегов** // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – №7. – С. 42-48.

173. **Мартынов, Б.А.** Универсальная технологическая жидкость VIP / **Б.А. Мартынов** // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 4. – С. 38-39.

174. Мартюшев, Д.А. Разработка и опытно-промышленные испытания состава для глушения нефтегазовых скважин / Д.А. Мартюшев // Бурение и нефть. – 2019. – №3. – С. 42-48.

175. Матвеев, В.Н. Вязкость и структура дисперсных систем / В.Н. Матвеев, Е.А. Кирсанов // Вестник Московского университета. Серия 2: Химия. – 2011. – Т.52. – №4. – С. 243-276.

176. Математическое моделирование пластовых систем: методические указания, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-matematicheskoe-modelirovanie-plastovyh-sistem_0.pdf, свободный. – Загл. с экрана.

177. Меркулов, А.П. Глушение скважин с аномально низким пластовым давлением химическими реагентами группы компаний Zirax / А.П. Меркулов, М.П. Мершиев // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – №7. – С. 13-15.

178. Минченко, Ю.С. Совершенствование технологии цементирования эксплуатационной колонны при строительстве высокопроизводительных скважин ПХГ: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15 / Минченко Юлия Сергеевна. – Ставрополь, 2015. – 174 с.

179. Михайлов, Н.Н. Смачиваемость нефтегазовых пластовых систем: Учебное пособие / Н.Н. Михайлов, К.А. Моторова, Л.С. Сечина. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – 360 с.

180. Мищенко, И.Т. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольный. – М.: Недра, 1984. – 272 с.

181. Модифицированный тампонирующий реагент для изоляции промытых зон (ТРИПЗ-М) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://npf-its.com/?page_id=48, свободный. – Загл. с экрана.

182. Мохов, М.А. Разработка методики расчета процесса движения трехфазных смесей (нефть-вода-газ) в вертикальных трубах: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06 / Мохов Михаил Альбертович. – М., 1984. – 186 с.

183. Мусабилов, М.Х. Разработка структурообразующих коллоидных систем для обработки порово-трещиноватых коллекторов / М.Х. Мусабилов, Д.А. Куряшов, К.М. Гарифов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №6. – С. 71-73.

184. Мухаметшин, В.Ш., Промысловое обоснование выбора скважин и параметров воздействия при проведении солянокислотных обработок / В.Ш. Мухаметшин, А.М. Попов, А.М. Гончаров // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 6. – С. 32-33.

185. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 №117-ФЗ (ред. от 13.07.2020) [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/afc2c1960d7c8d96118c85952ade1af955f9ab1f/, свободный. – Загл. с экрана.

186. Наугольнов, М.В. Реологические и фильтрационные исследования эмульсионных составов для применения в потокоотклоняющих технологиях / М.В. Наугольнов, М.К. Рогачев, А.Р. Мавлиев, **Д.В. Мардашов** // Записки Горного института. – 2012. – Т. 195. – С. 69-72.

187. Некрасов, В.И. Выбор жидкости и параметров глушения скважин / В.И. Некрасов, М.Г. Вятчинин, Р.Р. Даутов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 5. – С. 31-33.

188. Нефтепромысловая химия: каталог технологий ЗАО «ХимЕко-ГАНГ». – М.: ЗАО «ХимЕко-ГАНГ», 2015. – 75 с.

189. Нюняйкин, В.Н. Регулирование фильтрационных характеристик пород призабойной зоны на поздней стадии разработки месторождения / В.Н. Нюняйкин, И.В. Генералов, М.К. Рогачев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 2. – С. 44-45.

190. Нюняйкин, В.Н. Совершенствование технологий глушения скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов / В.Н. Нюняйкин, И.В. Генералов, М.К. Рогачев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 10. – С. 74-75.

191. Овчаренко, Ю.В. Особенности глушения скважин в условиях трещинно-порowych карбонатных коллекторов Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / Ю.В. Овчаренко, Р.Р. Гумеров, И.Ш. Базыров, А.М. Кунакова, **Д.В. Мардашов**, А.С. Гунькин, В.А. Легкоконец // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 52-55.

192. Окроелидзе, Г.В. Совершенствование технологии глушения нефтяных и газовых скважин с использованием вязкоупругих составов: автореф. ... дис.: канд. техн. наук: 25.00.15 / Окроелидзе Геннадий Владимирович; ООО «ПермНИПИнефть». – Уфа, 2016. – 24 с.

193. Окунев, А.В. Разработка скважинного клапана-отсекателя и обоснование его эффективности в сравнении с традиционными методами глушения / А.В. Окунев, А.В. Бондаренко, **Д.В. Мардашов** // Материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса». – Тюмень: ТИУ. – 2021. – С. 305-308.

194. Орехов, А.Н. Информативность геометрических атрибутов для прогнозирования трещиноватости коллекторов на примере месторождения углеводородов Томской области / Орехов А.Н., Агани М.М.М. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – № 9. – Т. 330. – С. 230-238.

195. Орлов, А.И. Вероятностно-статистические модели корреляции и регрессии / А.И. Орлов // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2020. – № 160. – С. 130-162.

196. Орлов, Г.А. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г.А. Орлов, В.Н. Кендис, В.Н. Глущенко. – М.: Недра, 1991. – 224 с.
197. ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях». – М.: Издательство стандартов, 1987. – 20 с.
198. ОСТ 39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации». – М.: Издательство стандартов, 1989. – 37 с.
199. Осадчий, В.К. Методика расчета параметров проведения гидроразрыва пласта на примере скважины Западной Сибири / В.К. Осадчий, Г.Ф. Ильина // Булатовские чтения. – Томск: ТПУ. – 2017. – Т.2. – С. 192-197.
200. Осипов, П.Ф. Гидроаэромеханика бурения и крепления скважин: Учебное пособие / П.Ф. Осипов. – Ухта: УГТУ, 2004. – 204 с.
201. Окунев, А.В. Разработка скважинного клапана-отсекателя и обоснование его эффективности в сравнении с традиционными методами глушения / А.В. Окунев, А.В. Бондаренко, Д.В. Мардашов // Материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса». – Тюмень: ТИУ. – 2021. – С. 305-308.
202. Паршукова, Л.А. Жидкости и технологии глушения скважин / Л.А. Паршукова, В.П. Овчинников, Д.С. Леонтьев. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 96 с.
203. Патент № 2143054 Российская Федерация, МПК E21B 33/138 (1995.01), C09K 7/08 (1995.01). Способ глушения скважины: № 98116700/03: заявл. 01.09.1998: опубл. 20.12.1999 / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.А. Карепов и др. – 10 с.: ил. – Текст: непосредственный.
204. Патент № 2255209 Российская Федерация, МПК E21B 43/12 (2000.01). Способ глушения скважины: №2004100762/03: заявл. 08.01.2004: опубл. 27.06.2005 / С.А. Рябокоть, Н.К. Герцева, З.А. Горлова и др. – 5 с.: ил. – Текст: непосредственный.
205. Патент № 2257469 Российская Федерация, МПК E21B 43/32 C09K 7/06, Гидрофобная эмульсия: №2004101737/03: заявл. 08.01.2004: опубл. 27.07.2005 / В.Н. Хлебников, Ю.А. Котенев, В.Е. Андреев и др. – 8 с.: ил. – Текст: непосредственный.
206. Патент № 2263700 Российская Федерация, МПК C09K 7/02, E21B 43/12 Гидрофобная эмульсия: №2004116854/03: заявл. 03.06.2004: опубл. 10.11.2005 / В.И. Токунов, А.А. Шевяхов, Р.Е. Зонтов и др. – 5 с.: ил. – Текст: непосредственный.
207. Патент № 2279462 Российская Федерация, МПК C09K 8/42 (2006.01) Жидкость глушения нефтегазовой скважины: №200510199503: заявл. 27.01.2005: опубл. 10.07.2006 / В.А. Волков, В.Г. Беликова, А.Н. Турапин. – 11 с.: ил. – Текст: непосредственный.

208. Патент № 2281385 Российская Федерация, МПК E21B 43/00 (2006.01) Гидрофобная эмульсия: №2005105539/03: заявл. 28.02.2005: опубл. 10.08.2006 / Г.А. Орлов, М.Х. Мусабилов – 7 с.: ил. – Текст: непосредственный.

209. Патент № 2291183 Российская Федерация, МПК C09K 8/42 (2006.01) C09K 8/72 (2006.01) E21B 43/12 (2006.01) E21B 43/27 (2006.01) Состав, способ приготовления и применения гидрофобных эмульсий в комбинированной технологии глушения и освоения скважин: №2005101510/03: заявл. 24.01.2005: опубл. 10.01.2007 / Г.Н. Позднышев, В.В. Шелепов, К.В. Стрижнев и др. – 15 с.: ил. – Текст: непосредственный.

210. Патент № 2327727 Российская Федерация, МПК C09K 8/42 (2006.01) E21B 43/12 (2006.01) Состав, способ приготовления и применения блокирующей гидрофобной эмульсии в комбинированной технологии глушения скважин: № 2006141428/03: заявл. 23.11.2006: опубл. 27.06.2008 / Г.Ф. Гайсин, М.Р. Гайсин, Р.Р. Гайсин. – 14 с.: ил. – Текст: непосредственный.

211. Патент № 2357997 Российская Федерация, МПК C09K 8/42 (2006.01). Блокирующая жидкость «ЖГ-ИЭР-Т»: №2007142458/03: заявл. 19.11.2007: опубл. 10.06.2009 / Т.В. Хисметов, А.М. Бернштейн, Г.Г. Гиалаев и др. – 9 с.: ил. – Текст: непосредственный.

212. Патент № 2359002 Российская Федерация, МПК C09K 8/42 (2006.01) C09K 8/72 (2006.01). Способ приготовления обратной эмульсии для технологий глушения и интенсификации нефтегазовых скважин : № 2007142132/03 : заявл. 14.11.2007 : опубл. 20.06.2009 / Рогачев М.К., Румянцева Е.А., Стрижнев К.В., Акимов Н.И., Лысенко Т.М., **Мардашов Д.В.**, Безменов М.В.; заявитель и патентообладатель ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)». – 10 с. : ил. 2. – Текст : непосредственный.

213. Патент № 2414290 Российская Федерация, МПК B01F 17/34 (2006.01). Эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий : № 2009133562/04 : заявл. 07.09.2009 : опубл. 20.03.2011 / Рогачев М.К., Нелькенбаум С.Я., Стрижнев К.В., **Мардашов Д.В.**, Мавлиев А.Р.; заявитель и патентообладатель ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)», ООО «Синтез ТНП». – 7 с. : ил. Текст : непосредственный.

214. Патент № 2424269 Российская Федерация, МПК C09K 8/02 (2006.01), C09K 8/467 (2006.01). Эмульсионный раствор на углеводородной основе: №2010102540/03: заявл. 26.01.2010: опубл. 20.07.2011 / В.С. Шишков, С.Н. Шишков, В.М. Миненков и др. – 8 с.: ил. – Текст: непосредственный.

215. Патент № 2435955 Российская Федерация, МПК E21C 39/00 (2006.01), G01N 3/08 (2006.01). Способ определения предела прочности при одноосном растяжении горных пород : № 2010120117/03 : заявл. 19.05.2010 : опубл. 10.12.2011 / Коршунов В.А., Карташов Ю.М., Козлов

В.А.; заявитель и патентообладатель ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)». – 5 с. : ил. 2. – Текст : непосредственный.

216. Патент № 2447284 Российская Федерация, МПК E21C 39/00 (2006.01), G01N 3/08 (2006.01). Способ определения коэффициента Пуассона горных пород : № 2010116923/03 : заявл. 28.04.2010 : опубл. 10.11.2011 / Коршунов В.А., Карташов Ю.М., Синякин К.Г.; заявитель и патентообладатель ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)». – 7 с. : ил. 2. – Текст : непосредственный.

217. Патент № 2487909 Российская Федерация, МПК C09K 8/20 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01). Блокирующий состав для изоляции зон поглощений при бурении и капитальном ремонте скважин: №2012114634/03: заявл. 12.04.2012: опубл. 20.07.2013 / В.В. Дуркин, А.В. Бондаренко, М.Н. Мырнин и др. – 10 с.: ил. – Текст: непосредственный.

218. Патент № 2482152 Российская Федерация, МПК C09K 8/10 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01). Технологическая скважинная жидкость с низкими повреждающими свойствами и контролируемым поглощением в термобарических условиях пласта: №2011147975/03: заявл. 24.11.2011: опубл. 20.05.2013 / С.Е. Здольник, О.В. Акимов, Д.Л. Худяков и др. – 20 с.: ил. – Текст: непосредственный.

219. Патент № 2521116 Российская Федерация, МПК E21C 39/00 (2006.01), G01N 3/08 (2006.01). Способ определения механических свойств образцов горных пород и материалов : № 2013103859/28 : заявл. 29.01.2013 : опубл. 27.06.2014 / Коршунов В.А., Петров Д.Н., Шоков А.Н.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». – 15 с. : ил. 2. – Текст : непосредственный.

220. Патент № 2539041 Российская Федерация, МПК E21B 21/08 (2006.01), E21B 44/00 (2006.01). Система регистрации параметров закачиваемых в скважину жидкостей: №2012157427/03: заявл. 24.12.2012: опубл. 27.06.2014 / А.Н. Коротченко. – 8 с.: ил. – Текст: непосредственный.

221. Патент № 2662720 Российская Федерация, МПК E21B 43/22 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01), C09K 8/92 (2006.01). Способ глушения нефтяных и газовых скважин с высокопроницаемыми трещинами гидравлического разрыва пласта: №2017135375: заявл. 05.10.2017: опубл. 27.07.2018 / В.В. Сергеев. – 20 с.: ил. – Текст: непосредственный.

222. Патент № 2736671 Российская Федерация, МПК C09K 8/42 (2006.01). Блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор с мраморной крошкой: №2020116359: заявл. 19.05.2020: опубл. 19.11.2020 / Ш.Р. Исламов, **Д.В. Мардашов**. – 11 с.: ил. – Текст: непосредственный.

223. Патент № 2749773 Российская Федерация, МПК E21B 47/00 (2012.01). Стенд для исследования газодерживающей способности составов, применяемых при подземном ремонте

скважин : № 2020139115 : заявл. 30.11.2020 : опубл. 16.06.2021 / Бондаренко А.В., **Мардашов Д.В.**, Куншин А.А.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – 8 с. : ил. 1. – Текст : непосредственный.

224. Патент № 2757626 Российская Федерация, МПК C09K 8/035 (2006.01). C09K 8/44 (2006.01) Блокирующий биополимерный состав : № 2021112796 : заявл. 30.04.2021 : опубл. 19.10.2021 / Бондаренко А.В., **Мардашов Д.В.**, Исламов Ш.Р.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – 9 с. : ил. 1. – Текст : непосредственный.

225. Патент на полезную модель № 204950 Российская Федерация, МПК E21B 34/06 (2006.01). Клапан-отсекатель для подземного ремонта скважин : № 2021104754 : заявл. 25.02.2021 : опубл. 21.06.2021 / Окунев А.В., Бондаренко А.В., **Мардашов Д.В.**, Кузьмин М.И.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – 8 с. : ил. 2. – Текст : непосредственный.

226. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». – М: ЗАО «НТЦ исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 310 с.

227. Перейма, А.А. Разработка тампонажных материалов и технологических жидкостей для заканчивания и ремонта скважин в осложненных горно-геологических условиях: автореф. ... дис.: докт. техн. наук: 25.00.15 / А.А. Перейма; ОАО «СевКавНИПИгаз». – Ставрополь, 2009. – 46 с.

228. Перепелкин, А.С. Разработка биополимерных растворов для глушения скважин с аномально низким пластовым давлением / А.С. Перепелкин, А.Ю. Бикметов // Территория «Нефтегаз». – 2014. – №6. – С. 16-19.

229. Перминов, А.В. Движение жидкостей с различной реологией во внешних силовых полях: дис. ... докт. физ.-мат. наук: 01.02.05 / Перминов Анатолий Викторович. – Пермь, 2015. – 374 с.

230. Петров, Н.А. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах / Н.А. Петров, А.Я. Соловьев, В.Г. Султанов и др. – М.: Химия, 2008. – 440 с.

231. Пирумов, У.Г. Численные методы: теория и практика. Учебное пособие для бакалавров. 5-е изд. пер. и доп. / У.Г. Пирумов. – М.: Юрайт-Издат, 2016. – 421 с.

232. Писаренко, Г.С. Уравнения и краевые задачи теории пластичности и ползучести / Г.С. Писаренко, Н.С. Можаровский. – Киев: Наукова думка, 1981. – 496 с.

233. Позднышев, Г.Н. Применение гидрофобных эмульсий для глушения, обработки призабойной зоны и освоения скважин / Г.Н. Позднышев, Е.А. Румянцева, Т.М. Лысенко // Интервал. – 2006. – №4. – С. 25-28.

234. Позднышев, Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий / Г.Н. Позднышев. – М.: Недра, 1982. – 221 с.
235. Покрепин, Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие / Б.В. Покрепин. – Волгоград: Ин-Фолио, 2010. – 223 с.
236. Пономарев, С.В. Теоретические и практические аспекты теплофизических измерений: Монография. В 2 кн. Книга 1 / С.В. Пономарев, С.В. Мищенко, А.Г. Дивин. – Тамбов: Изд-во ТГТУ, 2006. – 204 с.
237. Пономарева, И.Н. Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин / И.Н. Пономарева, П.Ю. Илюшин, Д.А. Мартюшев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №1. – С. 62-65.
238. Пономаренко, М.Н. Комплексный подход к решению задач РИР и глушению скважин / М.Н. Пономаренко, О.Д. Ефимов // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – №6. – С. 66-69.
239. Р Газпром 2-3.3-737-2013 «Технологические жидкости для временного блокирования продуктивного пласта в процессе капитального ремонта газовых скважин на месторождениях с аномально-низкими пластовыми давлениями». – М: ОАО «Газпром», 2015. – 24 с.
240. Рабинович, Е.З. Гидравлика / Е.З. Рабинович. – М.: Недра, 1980. – 278 с.
241. РД 153-39-023-97 «Правила ведения ремонтных работ в скважинах». – Краснодар: ОАО «НПО «Бурение», 1997. – 92 с.
242. РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов». – Краснодар: ОАО «НПО «Бурение», 2004. – 137 с.
243. Рамазанов, А.Р. Разработка высококонцентрированной инвертно-мицеллярной дисперсии для заканчивания скважин: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15 / Рамазанов Артур Рамазанович. – Уфа, 2012. – 204 с.
244. Рогачев, М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – М.: Недра, 2006. – 295 с.
245. Рогачев, М.К. Выбор жидкостей для глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом / М.К. Рогачев, **Д.В. Мардашов**, Ю.В. Зейгман // Актуальные проблемы нефтегазового дела: сб. науч. тр. в 4 т. – Уфа: УГНТУ, 2006. – Т.2. – С.123-126.
246. Рогачев, М.К. Разработка и выбор гидрофобизирующих составов для глушения скважин при текущем ремонте / М.К. Рогачев, Ю.В. Зейгман, Ф.С. Гарифуллин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4. – С. 116-118.
247. Рогачев, М.К. Разработка технологий глушения и стимуляции нефтяных скважин при подземном ремонте / М.К. Рогачев, **Д.В. Мардашов**, К.В. Стрижнев, Ю.В. Зейгман // Нефтегазовое дело. – 2007. – Т.5. - № 2. – С.55-58.

248.Рогачев, М.К. Разработка эмульсионных составов для регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны нагнетательных скважин / М.К. Рогачев, **Д.В. Мардашов**, А.Р. Мавлиев, К.В. Стрижнев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3. – С. 180-190.

249.Рогачев, М.К. Физико-химические методы совершенствования процессов добычи нефти в осложненных условиях: дис. ... докт. тех. наук: 25.00.17 / М.К. Рогачев; Уфим. гос. нефт. технич. ун-т. – Уфа, 2002. – 312 с.

250.Рябокоть, С.А. Глушение скважин с высокими фильтрационными свойствами продуктивного пласта в условиях аномально низкого пластового давления [Электронный ресурс] / С.А. Рябокоть, А.А. Бояркин // Neftegaz.Ru. – 2008. – № 11. – С. 85-90.

251.Рябокоть, С.А. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта / С.А. Рябокоть, А.А. Вольтерс, А.Б. Сурков и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 42 с.

252.Рябокоть, С.А. Новая технологическая жидкость для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябокоть, Б.А. Мартынов, А.А. Бояркин и др. // Интервал. – 2003. – № 12. – С. 62-67.

253.Рябокоть, С.А. Проблемы и возможные способы их решения при использовании жидкостей глушения / С.А. Рябокоть, С.В. Жабин, А.И. Хушт // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1999. – № 7. – С. 18-23.

254.Рябокоть, С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябокоть. – Изд. 2-е, доп. и перераб. – Краснодар: [б. и.], 2009. – 338 с.

255.Рябокоть, С.А. Универсальная технологическая жидкость глушения при ремонте и заканчивании скважин / С.А. Рябокоть, Б.А. Мартынов, А.А. Бояркин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 5. – С. 62-64.

256.Салимов, В.Г. Гидравлический разрыв карбонатных пластов / В.Г. Салимов, Н.Г. Ибрагимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов; [науч. ред. Р.Р. Ибатуллин]. – М.: ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2013. – 472 с.

257.Саушин, А.З. Гидрофобно-эмульсионные растворы на основе биологически активной дисперсионной среды / А.З. Саушин, В.И. Токунов, Г.А. Поляков и др. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 7. – С. 16-18.

258.Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2022621227 Российская Федерация. База данных технологических жидкостей для текущего и капитального ремонта скважин : № 2022621013 : заявл. 12.05.2022 : опубл. 27.05.2022 / **Мардашов Д.В.**, Исламов Ш.Р., Султанбеков Р.Р. ; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – 1 с.

259.Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2022621272 Российская Федерация. База данных современных технологий глушения нефтяных и газовых скважин : № 2022621003 : заявл. 12.05.2022 : опубл. 01.06.2022 / **Мардашов Д.В.**, Исламов Ш.Р., Султанбеков Р.Р. ; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – 1 с.

260.Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2020615706 Российская Федерация. Программа для подбора и расчета основных параметров жидкостей глушения скважины при подземном ремонте / Ш.Р. Исламов, Йована Милич, **Д.В. Мардашов**; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – №2020614852; заявл. 27.05.2020; опубл. 29.05.2020, Бюл. №6. – 1 с.

261.Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2020616170 Российская Федерация. Программа для подбора фракционного состава мраморной крошки для блокирующей углеводородной жидкости глушения нефтяной скважины в условиях трещинно-порового коллектора / Ш.Р. Исламов, Йована Милич, **Д.В. Мардашов**; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – №2020614936; заявл. 27.05.2020; опубл. 11.06.2020, Бюл. №6. – 1 с.

262.Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020613106 Российская Федерация. Программа для моделирования активации естественных трещин при глушении скважин : № 2020611831 : заявл. 19.02.2020 : опубл. 10.03.2020 / Гунькин А.С., **Мардашов Д.В.** ; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – 1 с.

263.Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020615617 Российская Федерация. Программа для расчета технологических параметров закачки жидкости в скважину на основе реологических данных : № 2020614478 : заявл. 18.05.2020 : опубл. 27.05.2020 / Раупов И.Р., Бондаренко А.В., **Мардашов Д.В.** ; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – 1 с.

264.Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021616278 Российская Федерация. Программа «виртуальный тренажер-имитатор освоения, эксплуатации и капитального ремонта скважин»/ М.М. Сусленников; заявитель и правообладатель ООО «Санкт-Петербургский инженернопроектный центр». – № 2021615611; заявл. 20.04.2021; опубл. 20.04.2021. – 1 с.

265.Сергеев, В.В. Разработка комплексной технологии интенсификации добычи нефти: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Сергеев Виталий Вячеславович. – Уфа, 2016. – 150 с.

266.Сергеев, В.В. Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта /

В.В. Сергеев, Р.Р. Шарапов, А.Ю. Кудымов и др. // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. – 2020. – Т. 12. – № 2. – С. 100-107.

267.Силин, М.А. Передовые технологии глушения скважин / М.А. Силин, Л.А. Магадова, О.В. Акимов, В.П. Ануфриев, М.А. Лопухов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №1. – С. 66-70.

268.Силин, М.А. Применение жидкостей глушения на полисахаридной основе в скважинах с низким давлением и после гидроразрыва пласта / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Е.Г. Гаевой и др. // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №4. – С. 104-106.

269.Соснина, Е.В. Решение задач определения структурного наклона и азимута падения пластов, оценки трещиноватости коллекторов с помощью электрического микросканирования скважин / Е.В. Соснина, А.И. Губина, П.Н. Гуляев // Сфера. Нефть и газ. – 2013. – № 3 (36). – С. 56-59.

270.Системы жидкостей заканчивания и реагенты, растворы для первичного вскрытия продуктивных пластов, разрушители корки, оборудование фильтрации и специализированные инструменты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.slb.ru/upload/iblock/6bd/sistemi_zhidkostey_catalogue.pdf, свободный. – Загл. с экрана.

271.Справочная информация: «Данные, применяемые для расчета налога на добычу полезных ископаемых в отношении нефти и газового конденсата» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50642/, свободный. – Загл. с экрана.

272.Справочная информация: «MicroScore. Боковой электрический каротаж и развертка (имиджи) в процессе бурения» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.slb.ru/upload/iblock/ea3/broshyura_microscope.pdf, свободный. – Загл. с экрана.

273.СТО Газпром РД 2.1-140-2005 «Единые правила ведения ремонтных работ в скважинах ОАО «Газпром». – 2005. – 144 с.

274.Стрижнев, К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика / К.В. Стрижнев. – СПб: Изд-во «Недра», 2010. – 560 с.

275.Суслова, А.А. Газоизоляция в пластах нефтегазовых месторождений: дис. ... канд. техн. наук: 02.00.11 / Суслова Анна Анатольевна. – М.: 2015. – 125 с.

276.Тасмуханова, Г.Е. Разработка метода выбора жидкости глушения скважин с учетом геолого-физических условий их эксплуатации: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.15 / Тасмуханова Гильнара Ерсайновна; Уфим. гос. нефт. технич. ун-т. – Уфа, 2002. – 150 с.

277.Технологии глушения скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.cse-inc.ru/technologies/well-kill>, свободный. – Загл. с экрана.

278.Технологии глушения и освоения скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://himeko.ru/glushenie-skvazhin.html>, свободный. – Загл. с экрана.

279. Технологии глушения скважин и выравнивания профиля приемистости [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://itpsrt.ru/well-killing.html>, свободный. – Загл. с экрана.

280. Технология глушения скважин с применением блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора «СНК-2» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://snkoil.com/torgovye-brendy/remont-skvazhin/snk-2/>, свободный. – Загл. с экрана.

281. Токунов, В.И. Гидрофобные эмульсии для заканчивания скважин в условиях трещиноватого коллектора сероводородного воздействия / В.И. Токунов, А.З. Саушин, Ю.И. Круглов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 7. – С. 19-21.

282. Токунов, В.И. Глушение скважин загущенной нефтью / В.И. Токунов, И.В. Хейфец, Г.П. Хотулев и др. // Нефтяная и газовая промышленность. – 1983. – №1. – С. 37-38.

283. Токунов, В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И. Токунов, А.З. Саушин. – М.: Недра, 2004. – 711 с.

284. Тынкевич, М.А. Введение в численный анализ: Учебное пособие / М.А. Тынкевич, А.Г. Пимонов // Кемерово: КузГТУ, 2017. – 176 с.

285. Уилкинсон, У.Л. Неньютоновские жидкости. Гидромеханика, перемешивание и теплообмен / У.Л. Уилкинсон. – М.: Мир, 1964. – 216 с.

286. Установка для измерения проводимости пропантной пачки «ПИК-АРІ RP 61» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.geologika.ru/product/ustanovka-dlya-izmereniya-provodimosti-propantnoj-pachki-pik-api-rp-61/>, свободный. – Загл. с экрана.

287. УТЖ VIP® универсальная технологическая жидкость (жидкость глушения) для глушения нефтяных и газовых скважин при текущем и капитальном ремонте скважин, их консервации, бурении в т.ч. при депрессии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ngbs.ru/production/vip.html>, свободный. – Загл. с экрана.

288. Фахретдинов, Р.Н. Гидрофобизация призабойной зоны гидрофильных коллекторов / Р.Н. Фахретдинов, Ю.В. Земцов, Т.С. Новоселов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 4. – С. 29-30.

289. Феодосьев, В.И. Сопротивление материалов: Учеб. для вузов. – 10-е изд., перераб. и доп. / В.И. Феодосьев. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 1999. – 592 с.

290. Хавкин, А.Я. Нанотехнологии в добыче нефти и газа: Учебное пособие / А.Я. Хавкин. – М.: Издательство «НЕФТЬ и ГАЗ», 2016. – 358 с.

291. Хавкин, А.Я. Стабилизация технологических жидкостей наноразмерными добавками / А.Я. Хавкин, А.В. Сорокин, Н.П. Григорьева // Материалы Конференции «Наноявления при

разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям». – М.: Нефть и газ, 2008.– С. 315-317.

292.Хади, Джамаль Мохаммед Особенности глушения и освоения нефтяных скважин в карбонатных коллекторах: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.15 / Джамаль Мохаммед Хади; Уфим. гос. нефт. технич. ун-т. – Уфа, 2001. – 103 с.

293.Харин, А.Ю. Комплексный подход к выбору технологических жидкостей при глушении скважин: автореф. ... дис.: канд. техн. наук: 05.15.06 / Харин Александр Юрьевич. – Уфа, 1998. – 23 с.

294.Хисамов, Р.С. Результаты опытно-промысловых испытаний составов для кислотной обработки и гидроразрыва пласта в условиях доманиковых отложений Бавлинского месторождения / Р.С. Хисамов, И.С. Закиров, Е.Ф. Захарова, А.А. Лутфуллин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №7. – С. 104-108.

295.Хисметов, Т.В. Исследование воздействия жидкостей глушения и кислотных растворов на заглинизированные терригенные коллекторы / Т.В. Хисметов, А.М. Берштейн, Э.И. Криман и др. // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3 – С. 92-95.

296.Христенко, А.В. Сравнительный анализ современных методик расчета линейных потерь давления в трубе и кольцевом пространстве и его практические выводы / А.В. Христенко, Т.О. Акбулатов, Г.Г. Ишбаев и др. // Нефтегазовое дело. – 2007. – Т.5. – № 1 – С. 29-36.

297.Черницкий, А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в карбонатных трещиноватых коллекторах / А.В. Черницкий. – М.: ОАО «РМНТК Нефтеотдача», 2002. – 254 с.

298.Чернышев, А.В. Результаты использования инертных солевых растворов при глушении скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири / А.В. Чернышев, В.В. Мазаев, Д.Б. Кривошеев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 90-93.

299.Шамсутдинов, Р.Д. Применение волокнистых наполнителей в инвертно-эмульсионных растворах для повышения качества капитального ремонта скважин: автореф. дис.: канд. тех. наук: 25.00.15 / Шамсутдинов Радик Диасович; Уфим. гос. нефт. технич. ун-т. – Уфа, 2002. – 24 с.

300.Шарифов, А.Р. Исследование влияния температуры на процесс фильтрации сверхвязкой нефти и воды в карбонатной породе / А.Р. Шарифов, **Д.В. Мардашов** // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – №7. – С. 86-89.

301.Шевалдин, И.Е. Естественные промывочные жидкости для бурения скважин / И.Е. Шевалдин. – М.: Недра, 1964. – 170 с.

302.Шишков, С.Н. Некоторые аспекты применения жидкостей глушения на основе эмульсий / С.Н. Шишков, В.С. Шишков, В.Н. Кошелев и др. // Бурение и нефть. – 2009. – №6. – С. 25-28.

303.Шилов, И.А. Подбор наиболее эффективных жидкостей глушения скважин для пород-коллекторов месторождений Пермского края и оценка их влияния при лабораторном моделировании на керне / И.А. Шилов, А.И. Неволин // Нефтепромысловое дело. – 2017. – №12. – С. 53-57.

304.Шихалиев, И.Ю. Эффективность применения облегченных эмульсий для глушения скважин при ремонтно-восстановительных работах в продуктивных пластах с аномально низкими пластовыми давлениями / И.Ю. Шихалиев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – №6. – С. 34-38.

305.Шрамм, Г. Основы практической реологии и реометрии / Г. Шрамм. – Пер. с англ. И.А. Лавыгина; Под. ред. В.Д. Куличихина. – М.: КолосС, 2003. – 312 с.

306.Штефан, И.В. Альтернативные блокирующие системы для глушения нефтяных скважин / И.В. Штефан // Научный форум. Сибирь. – 2015. – №1. – С. 78-81.

307.Шульман, З.П. Пограничный слой неньютоновских жидкостей / З.П. Шульман, Б.М. Берковский. – Минск: Наука и техника, 1966. – 238 с.

308.Юшин, Е.С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море / Е.С. Юшин. – Ухта: УГТУ, 2019. – 292 с.

309.Эмульгатор Алдинол-10 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nsk-lab.ru/produksiya/ehmulgator-aldinol-10>, свободный. – Загл. с экрана.

310.Эмульгатор НЕФТЕНОЛ НЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftenol.ru/neftenol-nz/>, свободный. – Загл. с экрана.

311.Эмульгатор Синол ЭМ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://bursintez-m.com/emulgator-sinol-em.html>, свободный. – Загл. с экрана.

312.Эмульгаторы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sintez-tnp.ru/emulgatoryi/>, свободный. – Загл. с экрана.

313.Эмульгаторы для углеводородных эмульсий ЭКС-ЭМ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://polyex.ru/catalog/zhidkosti-glusheniya-skvazhin/emulgator-eks-em/>, свободный. – Загл. с экрана.

314.Ялан Э-2 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sintez-tnp.ru/jalan-e-2.html>, свободный. – Загл. с экрана.

315.Abou-Kassem, J.H. Petroleum Reservoir Simulation: The Engineering Approach. Second Edition / J.H. Abou-Kassem, M. Rafiqul Islam, S.M. Farouq-Ali // Elsevier Science & Technology, 2020. – 516 p.

316. Agnew, I. Experiences With Surface Controlled Subsurface Safety Valves (SCSSV). Offshore Europe Conference, Aberdeen, United Kingdom / I. Agnew // Paper SPE-8167-MS. – 1979.

317. Al-Anazi, A. Modeling gelation time of organically crosslinked polyacrylamide gel system for conformance control applications / A. Al-Anazi, Z. Al-Kaidar, J. Wang // Paper SPE 196775. – 2019. – 16 p.

318. Allen, T. A novel invert emulsion system using a polyglycerol internal phase / T. Allen, K. Scott, S. Baker and others // Paper OMC 382. – 2015. – 8 p.

319. Balhoff, M. Modeling the flow of non-Newtonian fluids in packed beds at the pore scale / M. Balhoff. – LSU Doctoral Dissertations, 2005. – 193 p.

320. Binks, B.P. Modern aspects of emulsion science technology / B.P. Binks. – Cambridge: Royal Society of Chemistry, 1998. – 430 p.

321. Bondarenko, A.V. Features of oil well killing in abnormal carbonate reservoirs operating conditions / A.V. Bondarenko, Sh.R. Islamov, **D.V. Mardashov** // European Association of Geoscientists and Engineers. – 2019. – pp. 629-633.

322. Bouts, M.N. Time delayed and low-impairment fluid-loss control using a succinoglycan biopolymer with an internal acid breaker / M.N. Bouts, R.A. Trompert, A.J. Samuel // Paper SPE 31085. – 1996. – 11 p.

323. Bridges, K.L. Treatment of completion/workover fluids to remove particulates efficiently: Advances in filtration and separation technology / K.L. Bridges, S.L. Berry. – Houston: Gulf Publishing Co., 1991. – Vol. 3. – 21 p.

324. Caenn, R. Composition and properties of drilling and completion fluids / R. Caenn, H.C.H. Darley, G.R. Gray. – Houston: Gulf Professional Publishing, 2011. – 720 p.

325. Cantu, L.A. Laboratory and field evaluation of a combined fluid-loss-control additive and gel breaker for fracturing fluids / L.A. Cantu, P.A. Boyd // Paper SPE 18211. – 1990. – 8 p.

326. Chesser, B.G. Applications of weighted acid-soluble workover fluids / B.G. Chesser, G.F. Nelson // Journal of Petroleum Technology. – 1979. – Vol. 31. – No. 1. – pp. 36-41.

327. Cole, R.C. A New Environmentally Safe Crosslinked Polymer for Fluid-Loss Control / R.C. Cole, S.A. Ali, K.A. Foley // Paper SPE 29525. – 1995. – P. 743.

328. Dodge, D.W. Fluid Systems / D.W. Dodge // Industrial and Engineering Chemistry. – 1959. – Vol. 51. – №7. – pp. 839-840.

329. Dorman, J. Comparative evaluation of temporary blocking fluid systems for controlling fluid loss through perforations / J. Dorman, F. Udvary // Paper SPE 3081. – 1996. – 11 p.

330. Ezzat, A.M. Solids-free brine-in-oil emulsions for well completion / A.M. Ezzat, S.R. Blattel // Paper SPE 17161. – 1989. – 7 p.

331.Foxenberg, W.E. Effects of completion fluid loss on well productivity / W.E. Foxenberg, S.A. Ali, M. Ke // Paper SPE 31137. – 1996. – 16 p.

332.Imbo, P. Electro Magnetic Wireline Retrievable-Surface Controlled Subsurface Safety Valve: A New Backup For Surface Controlled Subsurface Safety Valve To Avoid WorkOver / P. Imbo, G Gandini // Journal Of Petroleum Research & Studies. – 2015.

333.Islamov, Sh.R. A selection of emulsifiers for preparation of invert emulsion drilling fluids / Sh.R. Islamov, A.V. Bondarenko, **D.V. Mardashov** // Proceedings of the XV Forum-Contest of Students and Young Researchers Under the Auspices of Unesco: Topical Issues of Rational Use of Natural Resources. – London: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2019. – pp. 487-494.

334.Islamov, Sh.R. Complex algorithm for developing effective kill fluids for oil and gas condensate reservoirs / Sh.R. Islamov, A.V. Bondarenko, G.Yu. Korobov and others // International Journal of Civil Engineering and Technology. – 2019. – Vol. 10. – No. 1. – pp. 2697-2713.

335.Islamov, Sh.R. New technology for well killing operations in fractured carbonate reservoirs / Sh.R. Islamov, A.V. Bondarenko, **D.V. Mardashov** // Abstract Book of the XII Russian-German Raw Materials Forum. – St. Petersburg: St. Petersburg Mining University, 2019. – pp. 160-161.

336.Islamov, Sh.R. Polymer compositions for well killing operation in fractured reservoirs / S.R. Islamov, A.V. Bondarenko, A.F. Gabibov, **D.V. Mardashov** // Conference Materials «Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals», 2019. – Saint-Petersburg: CRC Press/Balkema, 2021. – pp. 343-351.

337.Islamov, Sh.R. Substantiation of a well killing technology for fractured carbonate reservoirs / Sh.R. Islamov, A.V. Bondarenko, **D.V. Mardashov** // Youth Technical Sessions Proceedings: VI Youth Forum of the World Petroleum Council – Future Leaders Forum. – London: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2019. – pp. 256-264.

338.ISO 13503-5:2006. Промышленность нефтяная и газовая. Растворы и материалы для вскрытия продуктивного пласта. Часть 5. Методики измерения долгосрочной удельной проводимости расклинивающих наполнителей, 2006. – 32 p.

339.Jin, X. Breakdown Pressure Determination – A Fracture Mechanics Approach / X. Jin, S.N. Shah, J-C Roegiers, B. Hou // Paper SPE 166434. – 2013. – 18 p.

340.Kuznetsov, V.L. Implementation of the Upgraded Shut-Off Valves for Protecting Productive Formations / V.L. Kuznetsov, I.F. Nurgaliev, R.O. Kutko // Paper SPE 162019. – 2012.

341.Lau, H.C. Laboratory development and field testing of succinoglycan as a fluid-loss-control fluid / H.C. Lau // Paper SPE 26724. – 1994. – 6 p.

342.Legkokonets, V.A. Multifactor analysis of well killing operations on oil and gas condensate field with a fractured reservoir / V.A. Legkokonets, Sh.R. Islamov, **D.V. Mardashov** // Proceedings of

the International Forum-Contest of Young Researchers: Topical Issues of Rational Use of Mineral Resources. – London: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2018. – pp. 111-118.

343.Li, B. The sequential method for the black-oil reservoir simulation on unstructured grids / B. Li, Z. Chen, G. Huan // *Journal of Computational physics*. – 192(1). – 2003. – pp. 36-72.

344.**Mardashov, D.V.** Development of blocking hydrophobic-emulsion composition at well killing before well servicing / **D.V. Mardashov**, M.K. Rogachev // *Life Science Journal*. – 2014. – No. 11(6s). – pp. 283-285.

345.**Mardashov, D.V.** Development of well killing technology during well service on oil, gas and condensate fields with carbonate reservoirs / **D.V. Mardashov**, V.Yu. Vasilev // *International Journal of Applied Engineering Research*. – 2015. – Vol. 10. – No. 22. – pp. 43103-43105.

346.**Mardashov, D.V.** Specifics of well killing technology during well service operation in complicated conditions / **D.V. Mardashov**, Sh.R. Islamov, Yu.V. Nefedov // *Periodico Tche Quimica*. – 2020. – Vol. 17. – No. 34. – pp. 782-792.

347.**Mardashov, D.V.** Technology for Improving the Efficiency of Fractured Reservoir Development Using Gel-Forming Compositions / **D.V. Mardashov**, V.N. Duryagin, S.R. Islamov // *Energies*. – 2021. – Vol. 14. – No. 8254. – pp. 1-14.

348.**Mardashov, D.V.** Well killing and stimulation at oil well servicing with hydrophobic emulsion compositions / **D.V. Mardashov**, M.K. Rogachev // *Life Science Journal*. – 2014. – No. 11 (6s). – pp. 286-288.

349.**Mardashov, D.V.** Well killing technology before workover operation in complicated conditions / **D.V. Mardashov**, M.K. Rogachev, Yu.V. Zeigman, V.V. Mukhametshin // *Energies*. – 2021. – Vol. 14 (3). – No. 654. – pp. 1-15.

350.McNeely, W.H. Industrial gums, polysaccharides and their derivatives / W.H. McNeely, K.S. Kang. – New York: Academic Press, 1973. – 820 p.

351.Xiaochun, J. Breakdown Pressure Determination – A Fracture Mechanics Approach / J. Xiaochun, N.S. Subhash, R. Jean-Claude and others // *Paper SPE-166434-MS*. – 2013.

352.Patent CA No.3027510. Invert emulsion containing vegetable oil / S. Eluru, C. Prakash, U. Nehete. Inventor: Halliburton Energy Services, Inc. Publ. 15.03.2018. – 38 p.

353.Savari, S. Acid-soluble lost circulation material for use in large, naturally fractured formations and reservoirs / S. Savari, D. Whitfill, J. Walker // *Paper SPE 183808*. – 2016. – 8 p.

354.Septian, L.S. Geological model of reservoir based on seismic attributes and ant tracking case study – f3 block, offshore Netherlands / L.S. Septian, A.I. Maulana // *75th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition*. – London, United Kingdom, 2013. – Red Hook, NY: Curran. – 2014. – pp. 6183-6185.

355.Sergeev, V. Innovative emulsion-suspension systems based on nanoparticles for drilling and well workover operation / V. Sergeev, K. Tanimoto, M. Abe // Paper SPE 197510. – 2019. – 12 p.

356.Swan, T. Qualification and Use of a Self-Equalizing Subsurface Safety Valve in Large-Bore, High-Rate, Gas-Well Applications in the Middle East / T. Swan, S. Cooper // Paper OTC-21907-MS. – 2011.

357.Teeuw, D. Power-law flow and hydrodynamic behaviour of biopolymer solutions in porous media / D. Teeuw, F.T. Hesselink // Paper SPE 8982. – 1980. – 14 p.

358.Zhang, J. Applied Petroleum Geomechanics / J. Zhang // Gulf Professional Publishing. – 2019. – 518 p.

359.Zeigman, Yu.V. Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs / Yu.V. Zeigman, V.Sh. Mukhametshin, A.R. Khafizov and others // SOCAR Proceedings. – 2016. – No. 3. – pp. 33-39.

360.Zoback, M.D. Reservoir Geomechanics / M.D. Zoback // California: Cambridge University Press. – 2007. – 452 p.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Справка о внедрении эмульгатора обратных водонефтяных эмульсий «ЯЛАН Э-1» в
промышленное производство

ООО «Синтез ТНП»

450029, Россия, Башкортостан, г. Уфа ул. Юбилейная 5, тел/факс 8-347 240-42-50 ИНН 0277003925; ОКПО –22650721, КПП –027701001; ОГРН 1020203081854 Р/счет –40702810923620000521, К/счет –30101810145250000411; БИК –044525411
Филиал «ЦЕНТРАЛЬНЫЙ Банка ВТБ (ПАО) г. Москва e-mail: sale@sintez-tnp.ru; www. sintez-tnp.ru

«08» апреля 2022 г.

г. Уфа

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования

Мардашова Дмитрия Владимировича

на тему: «Комплексное моделирование глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в осложненных условиях их эксплуатации»,

представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по научной специальности 2.8.4 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Настоящим актом подтверждается использование результатов диссертационного исследования Мардашова Дмитрия Владимировича на тему «Комплексное моделирование глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в осложненных условиях их эксплуатации». В результате чего в ООО «Синтез-ТНП» (г. Уфа, Республика Башкортостан) в период с 2009 по 2010 гг. было освоено промышленное производство реагента-эмульгатора обратных водонефтяных эмульсий ЯЛАН-Э-2 (договор №09039С от 01.09.2009 «О совместной разработке и использовании технических условий», ТУ 2458-001-22650721-2009 (дата введения 20.08.2010), патент РФ №2414290 «Эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий»), используемого для получения гидрофобно-эмульсионных составов, применяемых при глушении нефтяных скважин перед их подземным ремонтом, а также при кислотных обработках добывающих скважин в качестве блокирующего состава-отклонителя и в виде обратной кислотонефтяной эмульсии при обработке трещиноватых карбонатных пород-коллекторов.

Эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий ЯЛАН-Э-2 в настоящее время внедрен в промышленное производство и поставляется на ряд нефтегазодобывающих предприятий и сервисных компаний России.

Реагент хорошо стабилизирует обратные водонефтяные эмульсии для нефтей с плотностью 0,8 г/см³ и более. Эффективность данного реагента-эмульгатора изучалась на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Санкт-Петербургского горного университета доцентом Мардашовым Д.В. под руководством профессора Рогачёва М.К. В результатах проведенных исследований отмечена более высокая эффективность данного реагента в сравнении с другими рецептурами эмульгаторов для любых типов нефтей и пластовых вод.

Кроме этого, доцентом Мардашовым Д.В. установлена возможность использования данного эмульгатора при приготовлении обратных кислотонефтяных эмульсий и составов-отклонителей с целью повышения эффективности кислотных обработок на нефтяных месторождениях с карбонатным типом коллектора.

Директор ООО «Синтез-ТНП» _____

С.Я. Нелькенбаум



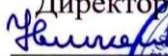
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Титульный лист технических условий на эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий
«ЯЛАН-Э2»

ОКП 24 5854

Группа Б 48

УТВЕРЖДАЮ

Директор ООО «Синтез ТНП»

 Я. Нелькенбаум
 2009 г.



Эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий «ЯЛАН-Э2»

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ТУ 2458-001-22650721-2009

вводятся впервые

Дата введения 20.08.2009

СОГЛАСОВАНО

ООО «Газпромнефть НТЦ»
 Директор по науке, первый заместитель
 Генерального директора




 С.Ф. Хафизов
 2009 г.

Начальник Управления инженерно-технологического
 сопровождения проектов, к.т.н.


 К.В. Стрижев

РАЗРАБОТАНО

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)

Проректор по научной работе, д.т.н., профессор


 В.Л. Гущко
 2009 г.



Заведующий кафедрой РНГМ, д.т.н., профессор

М.К. Рогачев

Ассистент кафедры РНГМ, к.т.н.

Д.В. Мардашов

ООО «Синтез ТНП»

Ведущий специалист, к.т.н.


 О.В. Рысков
 «28» 07 2009 г.



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Справка о внедрении технологии глушения скважин с использованием блокирующей обратной водонефтяной эмульсии (в период обучения в аспирантуре)



Исх. № 41
«20» 10. 2008г.

В диссертационный совет Д 212.224.10
при Санкт-Петербургском государственном
Горном институте (Техническом Университете)
им. Г.В. Плеханова

СПРАВКА

О внедрении технологии глушения скважин
с использованием блокирующей обратной водонефтяной эмульсии

Настоящая справка дана в том, что в ИТЦ ОАО «ОТО» проведены совместные лабораторные испытания по разработке и определению физико-химических и технологических свойств нового состава жидкости глушения скважин, представляющую собой обратную водонефтяную эмульсию, стабилизированную, реагентом эмульгатором (на основе продуктов синтеза полиэтиленполиамиона и легкого таллового масла). Новый состав жидкости глушения разработан совместно с сотрудниками Санкт-Петербургского государственного горного института (технического университета) профессором Рогачевым М.К. и аспирантом Мардашовым Д.В.

Промысловые испытания разработанного состава проведены на месторождениях Западной Сибири: Покачевском, Северо-Покачевском, Урьевском, Нивагальском, Южно-Покачевском. Обработано 290 добывающих скважин за период с января 2007 г. по август 2008 г.

Использование разработанного состава при подземном ремонте нефтяных скважин позволило сохранить и улучшить коллекторские свойства призабойной зоны пласта, в частности обеспечило сокращение сроков вывода скважин на режим, увеличение их дебитов по нефти и снижение обводненности добываемой продукции.

В результате этих обработок достигнуто увеличение дебитов в среднем на 5-10 м³/сут, сокращены сроки вывода скважин на режим до 1-3 суток и снижена обводненность добываемой продукции на 20-30 %.

Директор
филиала ООО «ОТО-Рекавери»
г. Самара



Румянцева Е.А.
01.10.2008г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Акт внедрения в ООО «Газпромнефть-Оренбург» инструкций по проведению контроля параметров блокирующих составов «ИЭР» и «БК»



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГ»
(ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГ»)

«УТВЕРЖДАЮ»

И.о. директора по вводу новых мощностей
ООО «Газпромнефть-Оренбург»
М.Е. Чутков

« 22 » 04 2022 год

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования
Мардашова Дмитрия Владимировича
на тему «Комплексное моделирование глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в
осложненных условиях их эксплуатации»,
представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по научной специальности
2.8.4 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

« 22 » апреля 2022 г.

№ 02/07/001717

Настоящим актом подтверждается использование результатов диссертационного исследования Мардашова Дмитрия Владимировича на тему «Комплексное моделирование глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в осложненных условиях их эксплуатации» при разработке и внедрении в компании ООО «Газпромнефть-Оренбург» инструкций по проведению контроля параметров блокирующих составов «ИЭР» (инвертно-эмульсионный раствор) и «БК» (биополимерная композиция), используемых при глушении нефтяных и газовых скважин.

Данные инструкции были разработаны ООО «Газпромнефть НТЦ» (главным специалистом УНПХ Р.Р. Гумеровым) совместно с Санкт-Петербургским горным университетом (доцентом кафедры РНГМ Д.В. Мардашовым) согласно протоколу технического совещания ООО «Газпромнефть-Оренбург» от 01.09.2016г. (пункт 6 протокола «Дополнительно разработать инструкцию с критериями контроля составов БК и ИЭР в промысловых и лабораторных условиях на соответствие их качества») в соответствии с хозяйственным договором, заключенным СПГУ с ООО «Газпромнефть НТЦ» (Заказ №СТО-009/16Р от 01.03.2016 по теме «Разработка блокирующего состава для глушения нефтяных скважин с высоким содержанием газа в условиях Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения» к договору №СТО-026/14Р от 01.05.2014), в рамках Генерального договора между ООО «Газпромнефть-Оренбург» и ООО «Газпромнефть НТЦ» (Заказ №СТО-919/15Д от 24.12.2015г. по теме «Подбор нефилтрующих жидкостей глушения для нефтяных скважин с высоким содержанием газа и АНПД» к Договору № 2015/0591/ГПНО/СТО-169/15Д от 24.04.2015г).

Разработанные инструкции являются одними из основных руководящих документов для работников нефтесервисных компаний и ООО «Газпромнефть-Оренбург», занимающихся управлением качества процесса глушения скважин. Применение данных инструкций в компании ООО «Газпромнефть-Оренбург» позволило повысить качество контроля за процессом глушения скважин за счет получения достоверной информации о текущих значениях параметров блокирующих составов ИЭР и БК. Своевременное выявление отклонений параметров блокирующих составов ИЭР и БК от проектных значений, согласно изложенным в инструкциях методикам, позволяет принимать эффективные решения по регулированию их свойств с целью повышения успешности глушения нефтяных и газовых скважин.

Компания ООО «Газпромнефть-Оренбург» утвердила и внедрила данные инструкции в феврале 2017 г. (для БК) и в октябре 2019 г. (для ИЭР).

Начальник УБиВСП

Д.Р. Кашапов



ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГ»

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Акт промысловых испытаний технологии кислотной обработки добывающих скважин с гидрофобно-эмульсионным составом-отклонителем



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

№ _____ Дата 14.06.2017
на № _____ от _____

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования

Мардашова Дмитрия Владимировича

на тему: «Комплексное моделирование глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в осложненных условиях их эксплуатации»,
представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по научной специальности 2.8.4 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Настоящий акт составлен о том, что отдельные положения диссертационного исследования Мардашова Дмитрия Владимировича на тему «Комплексное моделирование глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в осложненных условиях их эксплуатации» использовались компанией ООО «Инженер Сервис» (г.Самара) при опытно-промысловых испытаниях технологии кислотной обработки добывающих скважин с гидрофобно-эмульсионным составом-отклонителем, приготовленным с использованием эмульгатора обратных водонефтяных эмульсий ЯЛАН-Э-2 (договор №09039С от 01.09.2009 «О совместной разработке и использовании технических условий», ТУ 2458-001-22650721-2009 (дата введения 20.08.2010), патент РФ №2414290 «Эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий»).

Промысловые испытания технологии кислотной обработки добывающих скважин с гидрофобно-эмульсионным составом-отклонителем проводились на Сосновском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (в рамках договора №3225113/3053Д/13-07420-010 от 28.12.2013 г.). Всего за период с 23.09.2016 по 17.10.2016 г. было обработано 5 добывающих скважин.

В результате этих обработок достигнуто увеличение дебитов по нефти в среднем на 5,4 - 5,8 т/сут или 1,1 т/сут/скв (что составило 50-60% от базового дебита нефти до применения технологии) и снижена обводненность добываемой продукции от 0,3 до 2,1 % (по одной скважине произошел рост обводненности на 15% при существенном увеличении отборов по жидкости на данной скважине).

Накопленная дополнительная добыча нефти по участку добывающих скважин за период оценки 7 месяцев после воздействия составила свыше 950 тонн.

Начальник Управления разработки
нефтяных и газовых месторождений
(должность руководителя организации)

(подпись)

Т.Р. Балдина
(ФИО)

08» 06 2016 г.

М.П.

614068, Российская Федерация, Пермский край, г. Пермь, ул. Ленина, д. 62
(342) 235-61-01 (приёмная)
(342) 235-66-48 (справочная)
Факс: (342) 235-64-60
(342) 235-68-07

www.perm.lukoil.ru
E-mail: lp@lp.lukoil.com



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Справка о применении в ООО «Газпромнефть НТЦ» методик проведения лабораторных исследований по подбору жидкостей глушения скважин для нефтяных месторождений ПАО «Газпром нефть»

«УТВЕРЖДАЮ»

Руководитель центра компетенций
по технологиям добычи
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Дубровин А.Н.
2022 года



СПРАВКА

о применении результатов диссертационного исследования
Мардашова Дмитрия Владимировича
на тему «Комплексное моделирование глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в
осложненных условиях их эксплуатации»,
представленного на соискание ученой степени доктора технических наук по научной
специальности 2.8.4 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Настоящей справкой подтверждается применение методик проведения лабораторных исследований, выполненных компанией ООО «Газпромнефть НТЦ» совместно с Санкт-Петербургским горным университетом, обозначенных в диссертационной работе Мардашова Дмитрия Владимировича на тему «Комплексное моделирование глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в осложненных условиях их эксплуатации», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук.

Методики использовались при проведении комплекса лабораторных работ по подбору жидкостей глушения скважин в рамках выполнения компанией ООО «Газпромнефть НТЦ» совместно с Санкт-Петербургским горным университетом в период с 2010 по 2018 г. исследовательских работ для дочерних предприятий ПАО «Газпром нефть» (ООО «Газпромнефть-Хантос», ООО «Газпромнефть-Оренбург», ООО «Газпромнефть-Ямал», ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», филиал Муравленковскнефть ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», «НИС а.о. Нови Сад»).

Данные исследования проводились ООО «Газпромнефть НТЦ» совместно с Санкт-Петербургским горным университетом в рамках Соглашения о создании консорциума по разработке и внедрению инновационных технологий добычи и переработки углеводородного сырья №300С-024/11 от 17.01.2011, генерального договора №ГМН/ГНХ-009/11Р от 03.03.2011 г. «Об общих условиях совершения сделок на выполнение работ по созданию научно-технической продукции», договора №СТО-026/14Р от 01.05.2014 «На выполнение работ по созданию научно-технической продукции», договора №СТО-008/17Р от 13.03.2017 «На выполнение работ по созданию научно-технической продукции». По итогам проведенных работ в период с 2010 по 2018 г. были даны рекомендации по применению на ряде месторождений, разрабатываемых ПАО «Газпром нефть» (ЮЛТ Приобского, Вынгапуровское, Вынгаяхинское, Восточный участок Оренбургского, Новопортовское, Велебит, Мокрин), жидкостей глушения скважин различного типа.

Руководитель направления

Р.Р. Гумеров

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Справка об использовании математических алгоритмов расчета параметров процессов глушения при разработке учебно-тренажерного комплекса по текущему и капитальному ремонту скважин



ООО "Санкт-Петербургский Инженерно-проектный центр" (ООО «ИПЦ СПб») ОКПО 87443401 ОГРН 1089847387090
ИНН/КПП 7811418916 / 781301001 197110, г. Санкт-Петербург, ул. Большая Разночинная, дом 32, литер Л, офис 24 (помещение 22-Н)
тел.: +7 921 955 56 42 info@multvr.ru www.multvr.ru

УТВЕРЖДАЮ



Генеральный директор
ООО «ИПЦ СПб»
М.М. Сусленников

«21» июня 2022 г.

СПРАВКА

об использовании результатов докторской диссертации
Мардашова Дмитрия Владимировича

на тему: «Комплексное моделирование глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в осложненных условиях их эксплуатации», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по научной специальности 2.8.4 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Настоящим актом подтверждается использование результатов диссертационного исследования Мардашова Дмитрия Владимировича на тему «Комплексное моделирование глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в осложненных условиях их эксплуатации» в ООО «Санкт-Петербургский Инженерно-проектный центр» (г. Санкт-Петербург) при разработке учебно-тренажерного комплекса по текущему и капитальному ремонту скважин на основании договора с Санкт-Петербургским горным университетом № 21 013 у от «15» февраля 2021 г. «Разработка алгоритмо-математического описания процессов эксплуатации и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин».

В период с 2021 по 2022 гг., на основании разработанных Мардашовым Д.В. математических алгоритмов описания процессов глушения нефтяных скважин в осложненных условиях эксплуатации, был разработан программный тренажерный комплекс по ремонту скважин, включающий в себя лабораторно-практические занятия по теме «Глушение нефтяных скважин методом прямой и обратной промывок» (номер свидетельства о регистрации программы для ЭВМ 2021616278 от 20.04.2021).

Данный тренажерный комплекс учитывает гидродинамические особенности закачки в скважину различных типов жидкостей глушения, а также динамику изменения устьевого и забойного давлений. Методика проведения лабораторной работы «Глушение нефтяных скважин методом прямой и обратной промывок» учитывает алгоритм действий рабочего персонала в условиях промысла. В сценарии моделирования процесса глушения прописаны различные аварийные ситуации и способы их предотвращения и ликвидации.

Использование разработанного тренажера в учебном процессе позволит повысить качество подготовки специалистов для нефтегазовой отрасли.

Генеральный директор
ООО «ИПЦ СПб»

М.М. Сусленников

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Патент на изобретение РФ № 2359002

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2359002

**СПОСОБ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ОБРАТНОЙ ЭМУЛЬСИИ
ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ И
ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Патентообладатель(ли): *Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В.Плеханова (технический университет)" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2007142132

Приоритет изобретения 14 ноября 2007 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 20 июня 2009 г.

Срок действия патента истекает 14 ноября 2027 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам



Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(19) **RU** (11) **2 359 002** (13) **C1**

(51) МПК
C09K 8/42 (2006.01)
C09K 8/72 (2006.01)

(12) ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 2007142132/03, 14.11.2007

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
14.11.2007

(45) Опубликовано: 20.06.2009 Бюл. № 17

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2291183 C2, 10.01.2007. RU 2304711 C1,
20.08.2007. RU 2156269 C1, 20.09.2000. RU
2255215 C1, 27.06.2005. RU 2165011 C1,
10.04.2001. US 4505828 A, 19.03.1985.

Адрес для переписки:
199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
СПГТИ(ТУ), патентный отдел

(72) Автор(ы):

Рогачев Михаил Константинович (RU),
Румянцева Елена Александровна (RU),
Стрижнев Кирилл Владимирович (RU),
Акимов Николай Иванович (RU),
Лысенко Татьяна Михайловна (RU),
Мардашов Дмитрий Владимирович (RU),
Безменов Михаил Владимирович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Государственное образовательное
учреждение высшего профессионального
образования "Санкт-Петербургский
государственный горный институт имени
Г.В. Плеханова (технический университет)"
(RU)

(54) СПОСОБ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ОБРАТНОЙ ЭМУЛЬСИИ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН**(57) Формула изобретения**

Способ приготовления обратной гидрофобной эмульсии для обработки призабойной зоны пласта, включающий перемешивание дисперсионной среды, маслорастворимого эмульгатора и дисперсной фазы в емкости корпуса диспергатора, отличающийся тем, что используют в качестве дисперсионной среды нефтяные углеводороды парафинового ряда, в качестве дисперсной фазы - водный раствор соляной кислоты или водный раствор хлористого кальция или хлористого натрия, или хлористого цинка при следующем соотношении компонентов, об. %:

маслорастворимый эмульгатор	1-5
указанная дисперсионная среда	27-45
указанная дисперсная фаза	остальное,

компоненты вводят в указанную емкость одновременно и перемешивают мешалкой лопастного типа, взаимодействующей со всем объемом смеси при угловой скорости 2000 об/мин, лопасти которой выполнены из стального листа с расположением на одной лопасти отверстий со смещением относительно расположения отверстий на другой лопасти, зазор между лопастями и внутренней поверхностью указанной емкости равен 2-4 мм.

RU 2 3 5 9 0 0 2 C 1

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Патент на изобретение РФ № 2414290

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2414290

**ЭМУЛЬГАТОР ОБРАТНЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ
ЭМУЛЬСИЙ**

Патентообладатель(ли): *Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)" (RU), ООО "Синтез ТНП" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2009133562

Приоритет изобретения 07 сентября 2009 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 20 марта 2011 г.

Срок действия патента истекает 07 сентября 2029 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам



Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 414 290** ⁽¹³⁾ **C1**(51) МПК
B01F 17/34 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2009133562/04, 07.09.2009

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
07.09.2009

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 07.09.2009

(45) Опубликовано: 20.03.2011 Бюл. № 8

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2166988 C1, 20.05.2001. RU 2062142 C1,
20.06.1996. RU 2200056 C2, 10.03.2003. US
4575428 A, 11.03.1986.

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
СПГГИ (ТУ), отдел интеллектуальной
собственности и трансфера технологий
(отдел ИС и ТТ), пат.пов. А.П.Яковлеву

(72) Автор(ы):

Рогачев Михаил Константинович (RU),
Нелькенбаум Савелий Яковлевич (RU),
Стрижнев Кирилл Владимирович (RU),
Мардашов Дмитрий Владимирович (RU),
Мавлиев Альберт Разифович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Государственное образовательное
учреждение высшего профессионального
образования "Санкт-Петербургский
государственный горный институт имени
Г.В. Плеханова (технический университет)"
(RU),
ООО "Синтез ТНП" (RU)

(54) ЭМУЛЬГАТОР ОБРАТНЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано при приготовлении обратных водонефтяных эмульсий, используемых в качестве технологических жидкостей при вторичном вскрытии продуктивного пласта, глушении, ограничении водопритоков, гидроразрыве и перфорации нефтегазовых скважин. Предложен эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий, содержащий (мас.%): активное вещество (20-90), растворитель (8-75) и функциональные добавки (остальное). В качестве активного вещества эмульгатор содержит продукт

взаимодействия ненасыщенных жирных кислот и сложных этиленаминов, аминоспиртов и их смесей, в качестве растворителя - фракции углеводородов, содержащие спирты, эфиры и альдегиды C₁-C₁₂ или нефтяные дистилляты, а в качестве функциональных добавок - гидроксипропилированные алкилфенолы или поливинилацетатную депрессорную присадку. Технический результат - повышение агрегативной устойчивости и термостабильности обратных водонефтяных эмульсий, применяемых при добыче нефти, вне зависимости от используемых в них типов нефтей и пластовых вод. 1 табл.

RU 2 4 1 4 2 9 0 C 1

RU 2 4 1 4 2 9 0 C 1

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Патент на изобретение РФ № 2736671

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2736671

**БЛОКИРУЮЩИЙ ГИДРОФОБНО-ЭМУЛЬСИОННЫЙ
РАСТВОР С МРАМОРНОЙ КРОШКОЙ**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Исламов Шамиль Расихович (RU),
Мардашов Дмитрий Владимирович (RU)*

Заявка № 2020116359

Приоритет изобретения 19 мая 2020 г.

Дата государственной регистрации в
Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 19 ноября 2020 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 19 мая 2040 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Излиев Г.П. Излиев



ПРИЛОЖЕНИЕ М

Патент на изобретение РФ № 2757626

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2757626

БЛОКИРУЮЩИЙ БИОПОЛИМЕРНЫЙ СОСТАВ

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Бондаренко Антон Владимирович (RU), Мардашов Дмитрий Владимирович (RU), Исламов Шамиль Расихович (RU)*

Заявка № 2021112796

Приоритет изобретения 30 апреля 2021 г.

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 19 октября 2021 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 30 апреля 2041 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Иванев



ПРИЛОЖЕНИЕ Н

Патент на изобретение РФ № 2749773

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2749773

**СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ
ГАЗОУДЕРЖИВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ
СОСТАВОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ ПОДЗЕМНОМ
РЕМОНТЕ СКВАЖИН**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Бондаренко Антон Владимирович (RU), Мардаиов Дмитрий Владимирович (RU), Кунишин Андрей Андреевич (RU)*

Заявка № 2020139115

Приоритет изобретения **30 ноября 2020 г.**

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации **16 июня 2021 г.**

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает **30 ноября 2040 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев



ПРИЛОЖЕНИЕ П

Патент на полезную модель РФ № 204950

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 204950

**КЛАПАН-ОТСЕКАТЕЛЬ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО
РЕМОНТА СКВАЖИН**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Окунев Антон Викторович (RU), Бондаренко Антон Владимирович (RU), Мардашов Дмитрий Владимирович (RU), Кузьмин Максим Игоревич (RU)*

Заявка № 2021104754

Приоритет полезной модели 25 февраля 2021 г.

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре полезных
моделей Российской Федерации 21 июня 2021 г.

Срок действия исключительного права
на полезную модель истекает 25 февраля 2031 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев



ПРИЛОЖЕНИЕ Р

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020615706

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020615706

Программа для подбора и расчета основных параметров жидкостей глушения скважины при подземном ремонте

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Исламов Шамиль Расихович (RU), Милич Йована (RS), Мардашов Дмитрий Владимирович (RU)*

Заявка № 2020614852

Дата поступления 27 мая 2020 г.

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 29 мая 2020 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ С

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020616170

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020616170

ПРОГРАММА ДЛЯ ПОДБОРА ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА
МРАМОРНОЙ КРОШКИ ДЛЯ БЛОКИРУЮЩЕЙ
УГЛЕВОДОРОДНОЙ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНОЙ
СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ТРЕЩИННО-ПОРОВОГО
КОЛЛЕКТОРА

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Исламов Шамиль Расихович (RU), Милич Йована (RS),
Мардашов Дмитрий Владимирович (RU)*

Заявка № 2020614936

Дата поступления 27 мая 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 11 июня 2020 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев



ПРИЛОЖЕНИЕ Т

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020615617

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020615617

ПРОГРАММА ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПАРАМЕТРОВ ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНУ
НА ОСНОВЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Раупов Инзир Рамилевич (RU), Бондаренко Антон
Владимирович (RU), Мардашов Дмитрий Владимирович (RU)*

Заявка № 2020614478

Дата поступления 18 мая 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 27 мая 2020 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ У

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020613106

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020613106

ПРОГРАММА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ АКТИВАЦИИ
ЕСТЕСТВЕННЫХ ТРЕЩИН ПРИ ГЛУШЕНИИ
СКВАЖИН

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Гуныкин Алексей Сергеевич (RU),
Мардашов Дмитрий Владимирович (RU)*

Заявка № 2020611831

Дата поступления 19 февраля 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 10 марта 2020 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ Ф

Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2022621272

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации базы данных

№ 2022621272

База данных современных технологий глушения
нефтяных и газовых скважин

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Мардашов Дмитрий Владимирович (RU), Исламов
Шамиль Расихович (RU), Султанбеков Радэль Рамилевич
(RU)*

Заявка № 2022621003

Дата поступления 12 мая 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре баз данных 01 июня 2022 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ X

Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2022621227

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации базы данных

№ 2022621227

**База данных технологических жидкостей для текущего
и капитального ремонта скважин**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Мардашов Дмитрий Владимирович (RU), Исламов
Шамиль Расихович (RU), Султанбеков Радэль Рамилевич
(RU)*

Заявка № 2022621013

Дата поступления 12 мая 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре баз данных 27 мая 2022 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов