

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «СЕВЕРО – КАВКАЗСКИЙ  
НАУЧНО – ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ  
ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ»

(ОАО «СЕВКАВНИПИГАЗ»)

На правах рукописи

**КУКУЛИНСКАЯ ЕКАТЕРИНА ЮРЬЕВНА**

**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ  
ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ УКРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ  
ОСВОЕНИИ И РЕМОНТЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени кандидата технических наук

**Научный руководитель**

доктор технических наук, профессор,

заслуженный деятель науки РФ

**Гасумов Рамиз Алиджавад оглы**

Ставрополь - 2018

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
ГЛАВА 1 ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ .....	10
1.1 Анализ причин возникновения пескопроявлений в газовых скважинах .....	10
1.2 Способы ограничения и предотвращения пескопроявлений в газовых скважинах .....	21
ГЛАВА 2 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОСТАВОВ НА СИЛИКАТНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ УКРЕПЛЕНИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ПОРОД.....	49
2.1 Применение силикатных систем для укрепления призабойной зоны пласта .....	49
2.2 Совершенствование состава на силикатной основе для укрепления неустойчивых пород .....	51
2.3 Усовершенствование рецептуры состава на силикатной основе с ВПРГ для укрепления ПЗП .....	82
ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГАЗОЦЕМЕНТНОГО ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА.....	97
3.1 Теоретическое обоснование улучшения технологических показателей процесса порообразования в газоцементном тампонажном растворе .....	97
3.2 Исследования влияния комплексонов на технологические свойства газоцементного тампонажного раствора .....	98
3.3 Совершенствование газоцементного тампонажного раствора .....	104
ГЛАВА 4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СОСТАВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ УКРЕПЛЕНИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ПОРОД .....	120
4.1 Технология приготовления состава на силикатной основе для укрепления слабосцементированного пласта на начальной стадии пескопроявления .....	120
4.2 Технология применения газоцементного тампонажного раствора для укрепления кавернозной области ПЗП .....	124
4.3 Оценка экономической эффективности внедрения результатов диссертационной работы .....	127
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	138
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	139

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей диссертации применяются следующие термины с соответствующими определениями, обозначения и сокращения:

- АНПД – аномально низкие пластовые давления;
- АП – акриловый полимер;
- АСК – аммонийсодержащий компонент;
- ВПРГ – водорастворимый полимер реагента гипан;
- БР – белковый реагент;
- ДМК – диметилкетон;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- КВЧ – коэффициент выноса частиц;
- КОФС – кубовые остатки фурфурилового спирта;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- НТФ – нитрилотриметилфосфоновая кислота;
- ОКТ – отвердитель кислотного типа;
- ОТЖ – отверждающая технологическая жидкость;
- ОЭДФ – оксиэтилендифосфоновая кислота;
- ПАВ – поверхностно-активное вещество;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- СКАСАК – смешанный комплексон аммонийнонатриевых солей аминополикарбоновых кислот;
- УИПК – установка исследований проницаемости кернов;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность исследования**

Освоение газовых и газоконденсатных скважин является одним из важнейших этапов их заканчивания при строительстве и вводе в эксплуатацию после ремонтных работ. От правильного выбора методов освоения скважины зависит не только ее дальнейшая рациональная работа, но и эффективность разработки конкретного месторождения углеводородов. Данная проблема наиболее актуальна для газовых и газоконденсатных месторождений с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД).

Для предупреждения разрушения пласта-коллектора, пескопроявлений и образования глинисто-песчаных пробок в скважинах при их освоении, а также сохранения дальнейшей производительности скважин необходимо укреплять горные породы вокруг ствола скважины в призабойной зоне продуктивного пласта с целью сохранения его ФЕС.

Данная проблема является предметом широких научных и промысловых исследований. Весомый вклад в решение задач, связанных с предотвращением разрушения ПЗП и созданием эффективных методов укрепления разуплотненной породы при ремонте скважин, внесли: Баррил Р., Басарыгин Ю.М., Бондаренко В.А., Боумен М., Гасумов Р.А., Дадька В.И, Ефимов И.Н., Каушанский Д.А., Маслов В.Н., Могутов Н.А., Мосиенко В.Г., Перейма А.А., Снайдер Р., Остапов О.С., Сьюмен Д., Тананыхин Д.С., Чемезов П.В., Эллис Р. и др.

Для повышения качества и эффективности освоения и ремонта скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях с АНПД очевидным решением является применение физико-химических методов воздействия на ПЗП с использованием специальных технологических жидкостей, обеспечивающих укрепление и сохранение фильтрационных свойств продуктивного горизонта.

В связи с изложенным задача разработки и применения специальных технологических жидкостей для освоения и ремонта газовых и газоконденсатных

скважин в условиях АНПД является актуальной и определяет основное направление исследования диссертационной работы.

**Цель работы** – повышение эффективности освоения и ремонта газовых и газоконденсатных скважин в условиях АНПД.

**Идея работы** заключается в консолидации слабосцементированных пород ПЗП путем введения специальных добавок укрепляющего действия в состав технологических жидкостей при освоении и ремонте скважин.

**Основные задачи исследований:**

1. Провести анализ причин возникновения разрушения ПЗП и пескопроявлений при освоении газовых и газоконденсатных скважин.

2. Изучить применяемые физико-химические методы и технологии предотвращения пескопроявлений при освоении скважин.

3. Разработать композицию на силикатной основе, исключаящую начальную стадию пескопроявления при освоении скважин, за счет укрепления ПЗП композитным белковым реагентом (БР) и исследовать ее свойства.

4. Разработать состав, содержащий водорастворимый полимер реагента гипан (ВПРГ), для укрепления разуплотненной породы перед освоением скважины путем подбора оптимального соотношения хлористых солей в рецептуре отверждающего раствора и исследовать его технологические свойства.

5. Разработать рецептуру газоцементного тампонажного раствора для консолидации разуплотненной зоны пласта с наличием каверн перед освоением скважин путем введения комплексонов фосфонового типа.

**Научная новизна:**

1. Установлено, что включение БР в состав укрепляющей жидкости на силикатной основе, позволяет увеличить сцепление связующего соединения с породой и повысить прочность скрепленного песчаника при сохранении его ФЕС, за счет прочного химического связывания молекулами БР адсорбированных на поверхности песчаных частиц силикат-ионов между собой в местах контакта песчинок.

2. Выявлено, что оптимально подобранная пара катионов хлористых солей в рецептуре отверждающего раствора позволяет получить плотную структуру геля путем связывания соседних карбоксильных групп полимера ВПРГ в составе вяжущего раствора, что обеспечивает снижение кольтматации продуктивной зоны пласта и сохранение ФЕС пласта.

3. Определено, что введение смеси фосфоновых комплексонов – НТФ и фосфанола – в газоцементный тампонажный раствор позволяет увеличить время начала процесса газообразования в тампонажном растворе благодаря связыванию комплексонов катионов кальция и снизить динамическое напряжение сдвига за счет снижения ионов алюминия в жидкой фазе тампонажного раствора.

#### **Практическая значимость:**

Разработанный комплекс технологических решений направлен на повышение качества укрепления слабосцементированных коллекторов при проведении ремонтных работ и освоении газовых и газоконденсатных скважин, который позволит увеличить межремонтный период эксплуатации и производительность скважин за счет возможности повышения депрессии на пласт в условиях сохранения его устойчивого состояния. Практическая направленность работы заключается в следующих положениях:

1. Разработан состав для укрепления пласта продуктивного коллектора на начальной стадии выноса пластового песка при ремонте скважин, позволяющий равномерно по обрабатываемому интервалу прочно скрепить зерна песка в зоне их контакта и минимально воздействовать на ФЕС пласта, за счет улучшения реологических характеристик вяжущего раствора и повышения сцепления связующего вещества к песку.

2. Предложен состав с ВПРГ для консолидации разуплотненного песчаника продуктивного горизонта при освоении и ремонте скважин, обеспечивающий эффективное укрепление разуплотненной зоны пласта и способствующий снижению кольтматации коллектора, путем получения эффективного связующего геля, отличающегося плотной структурой.

3. Разработан газоцементный тампонажный состав с улучшенными технологическими свойствами для консолидации разуплотненного песчаника с наличием каверн, применяемый при освоении и ремонте газовых скважин и обеспечивающий получение в пустотном пространстве прочного, равномерно распределенного и проницаемого цементного камень-фильтра, путем увеличения времени начала газообразования и снижения динамического напряжения сдвига тампонажного состава.

Основные положения и рекомендации диссертационной работы могут быть использованы в следующих направлениях:

– для научно-практического обеспечения и планирования работ по укреплению слабосцементированной ПЗП в газовых и газоконденсатных скважинах при их освоении и ремонте;

– при составлении и разработке нормативно-технических документов и отраслевых стандартов.

**Методика исследований** основана на применении теоретических и экспериментальных исследований, лабораторных и стендовых испытаний с использованием современных стандартных методик.

**Защищаемые научные положения:**

1. Включение белкового реагента в количестве 1 % (мас.) в состав на силикатной основе для укрепления слабосцементированных коллекторов, находящихся на начальной стадии пескопроявления при освоении скважин, позволяет равномерно по обрабатываемому интервалу скреплять зерна породы в монолитный прочный конгломерат при сохранении естественной проницаемости пласта.

2. Введение солей  $MgCl_2$  и  $CaCl_2$  в соотношении 0,6:0,4 в состав с полимером ВПРГ для укрепления разуплотненной породы пласта обеспечивает получение эффективного гелеобразного связующего в местах контакта песчаных частиц без существенного снижения проницаемости.

3. Введение комплексонов НТФ и фосфанола в соотношении 1,5:1 в газоцементный тампонажный состав для консолидации ПЗП с наличием каверн

позволяет увеличить время начала газовыделения, снизить динамическое напряжение сдвига раствора, что обеспечивает формирование в кавернозной зоне прочного высокопроницаемого цементного камня-фильтра.

**Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций** подтверждена сходимостью и воспроизводимостью полученных результатов лабораторных и стендовых исследований с использованием современного поверенного оборудования и апробированных методов в сертифицированной научно-испытательной лаборатории.

**Апробация работы.** Основные положения диссертационной работы докладывались на всероссийских, международных и региональных конференциях, в том числе V научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Газовой отрасли – энергию молодых ученых» (г. Ставрополь, 2013), X Международной научно-практической нефтегазовой конференции, посвященной 50-летию создания СЕВКАВНИПИГАЗ и 20-летию ОАО «СевКавНИПИгаз» (г. Ставрополь, 2013), XVIII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности» (г. Тюмень, 2014), XVIII Международной научно-практической конференции «Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса» (г. Владимир, 2014), XI Международной научно-практической нефтегазовой конференции (г. Кисловодск, 2014), Международной научно-практической конференции «Проблемы устойчивого развития горных районов Северного Кавказа в условиях глобальных изменений: исследования и практика» (г. Грозный, 2014), XII Международной научно-практической нефтегазовой конференции (г. Кисловодск, 2015), IV Всероссийской научно-технической конференции «Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа» (г. Грозный, 2015).

**Реализация результатов работы.** Отдельные результаты диссертационного исследования использованы в рамках выполнения

научно-исследовательских работ по заказу ПАО «Газпром». Разработанные технологические регламенты предназначены для применения на газовых и газоконденсатных месторождениях Западно-Сибирского региона с АНПД.

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 20 печатных работ, в том числе 6 статей в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК при Минобрнауки РФ, и 1 патент РФ.

**Личный вклад автора.** Выполнен анализ результатов ранее опубликованных работ; сформулированы цели и задачи исследования; усовершенствованы составы технологических жидкостей на силикатной основе, исключая начальную стадию пескопроявления при освоении скважин и исследованы их технологические свойства; на уровне изобретения разработана рецептура газоцементного тампонажного раствора для консолидации разуплотненной зоны пласта с наличием каверн перед освоением скважин.

**Структура и объём диссертационной работы.** Диссертация состоит из введения, 4 глав и заключения, изложенных на 158 страницах машинописного текста, иллюстрируется 41 рисунком, включает 30 таблиц. Список использованных источников включает в себя 136 наименований.

## **ГЛАВА 1 ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

### **1.1 Анализ причин возникновения пескопроявлений в газовых скважинах**

Все большая часть запасов углеводородного сырья приходится на долю продуктивных пластов в слабосцементированных породах, подверженных разрушению при разработке, проявляющемуся в выносе песка из скважин. Освоение таких месторождений может инициировать разрушение призабойной зоны пласта и поступление на забой скважины продуктов разрушения, что вызывает значительные осложнения [1,2], связанные с выносом механических примесей в ствол скважин с образованием глинисто-песчаных пробок на забое и в насосно-компрессорных трубах (НКТ). Кроме того, при наличии механических примесей в добываемой продукции внутрискважинное и наземное оборудование подвергается интенсивному эрозионному износу, что является одной из причин выхода добывающих скважин из действующего фонда.

Поэтому для выбора эффективной технологии и соответствующих композиционных материалов для укрепления рыхлых пород ПЗП необходимо установить причины разрушения цементированных и несцементированных коллекторов, условия, предопределяющие их склонность к пескопроявлениям, выбрать критерии применения тех или иных способов предупреждения и ликвидации этих осложнений.

Вынос механических примесей представляет собой процесс последовательного включения взаимосвязанных стадий от предпосылок зарождения, дальнейшего механизма появления и до последующего развития (рис.1.1).

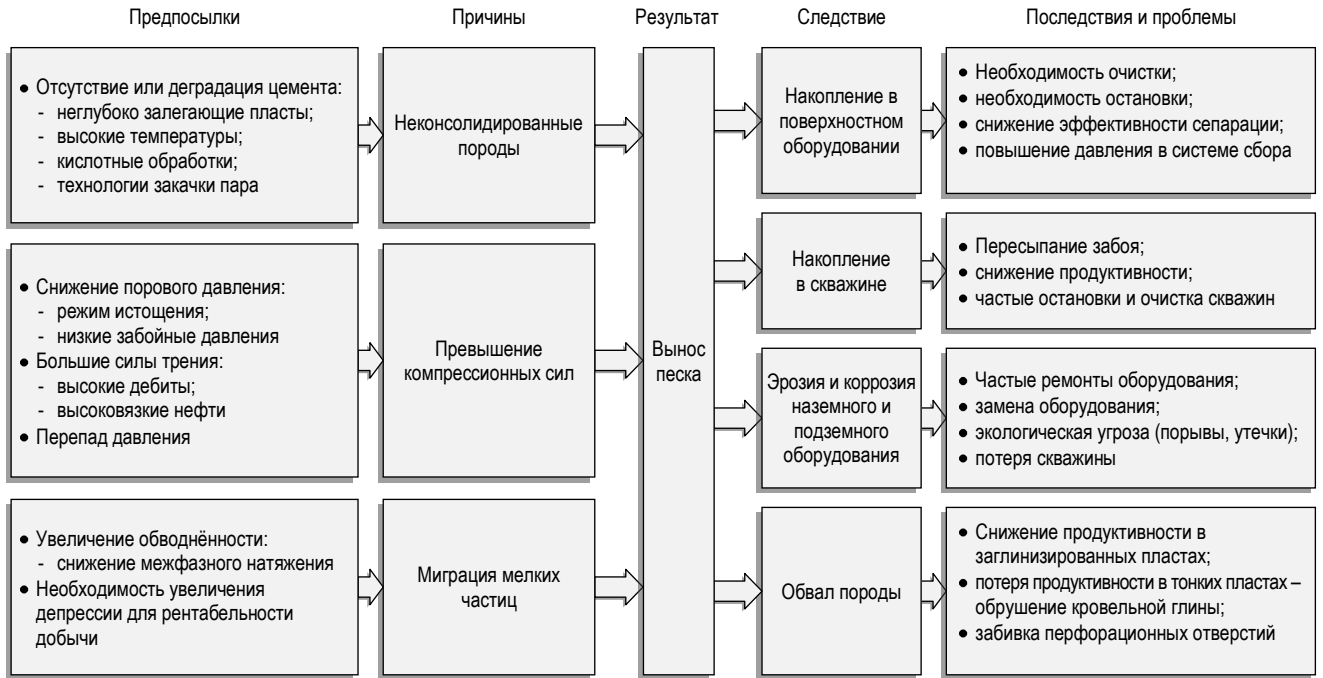


Рисунок 1.1 – Схема поэтапного развития процесса пескопроявления [1]

На основе анализа литературных источников можно обобщить и выделить следующие основные причины выноса песка, которые разделены на две группы:

1) факторы, вызванные особенностями геологического строения пластов и физико-химическими свойствами горных пород; степень сцементированности породы пласта; характер добываемой жидкости (флюида); внедрение вод в залежь и растворение цементирующего материала с последующим его вымыванием.

2) технические и технологические факторы, обусловленные технологией бурения и заканчивания скважин, конструкция забоя, величины депрессий и репрессий на пласт [3-4].

Пластовый песок может прийти в движение при разупрочнении как несцементированных или слабосцементированных, так и сцементированных пластов. В любом случае разрушение пласта может начаться как в процессе освоения скважины, так и на более поздней стадии.

Среди факторов первой группы выделяют обводнение конденсационными и пластовыми водами и его влияние на устойчивое состояние ПЗП. Одно из

объяснений взаимосвязи между поступлением воды и разрушением пласта заключается в том, что наличие воды в продуктивных пластах вызывает падение капиллярного давления из-за повышенного насыщения смачивающей фазой. Вследствие того, что капиллярное давление удерживает частицы песчаника вместе, прорыв воды способствует выносу песка. В результате низкая водонасыщенность пласта соответствует высокому капиллярному давлению, высокая водонасыщенность – низкому капиллярному давлению [5]. Согласно мнению ряда авторов, при прорыве воды через пласт также происходит снижение относительной газопроницаемости продуктивного пласта. Поэтому с целью поддержания потенциала добывных возможностей скважины увеличивается депрессия на пласт, что инициирует передвижение мелких частиц в пласте. Этому также благоприятствует перераспределение геодинамических нагрузок, связанное с изменением разности горного и пластового давлений [5-7].

Во второй группе факторов, влияющих на устойчивость продуктивного коллектора, выделяют технологию добычи углеводородов, а именно скорость потока газа в скважине. При значительном пескопроявлении продуктивного пласта частицы песка вместе с потоком газа попадают в скважинное оборудование. Спустя некоторое время частицы песка будут накапливаться в стволе, образуя песчаную пробку.

В то же время пробка может и не образоваться в случае, когда скорость газа в лифтовых трубах будет выше критической, то есть такой, при которой скорость восходящего потока в трубах больше скорости падения песчинки под действием силы тяжести. Подъемная сила потока флюида пропорциональна квадрату диаметра песчинки, а скорость падения под действием силы тяготения пропорциональна кубу диаметра песчинки. Как показывают расчеты, в зависимости от вязкости флюида, в котором во взвешенном состоянии находятся песчинки, критический размер песчинки лежит в пределах 0,15 – 0,35 мм. Гранулы песка меньше указанного размера выносятся потоком газа и не образуют песчаные пробки в стволе скважины.

Для предотвращения образования песчаной пробки более крупными частицами, выносимыми в ствол скважины, необходимо обеспечить скорость газового потока, способную вынести песчаные частицы на поверхность. Однако чем выше скорость отбора газа из скважины, тем выше депрессия на пласт, что недопустимо по причине интенсификации разрушения пласта. При скорости газового потока более 10 м/с и высоком содержании механических примесей наблюдается усиленный абразивный износ промышленного оборудования [6]: преждевременно выходят из строя насосно-компрессорные трубы, угловые штуцера, задвижки и другое оборудование (рис. 1.2).



Рисунок 1.2 – Разрушение обвязки скважины в результате абразивного износа

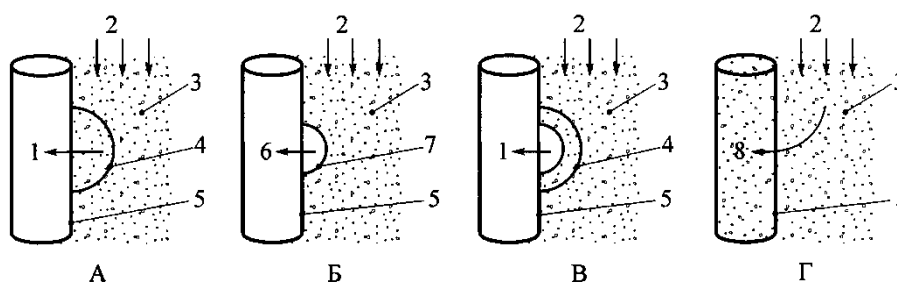
На устойчивое состояние ПЗП и стабильность песчаных частиц в пласте оказывают влияние такие причины, как капиллярные силы и силы трения, горное и пластовое давления, адгезия (сцепление) песчинок и аэродинамические силы, возникающие при добыче газа.

Технико-технологический фактор разрушения ПЗП – перфорация обсадной колонны и показатель депрессии на пласт – также вносят существенные изменения в равновесное состояние песчаных частиц. Вокруг перфорационных отверстий в песчаной породе возникают большие напряжения, направление вектора которых ориентировано внутрь обсадной колонны [8,9].

Стабилизация несцементированных и слабосцементированных пластов возможна благодаря образованию песчаного купола вокруг каждого перфорационного отверстия.

Формированию и устойчивости песчаных куполов способствуют капиллярные силы.

Процесс образования песчаных сводов и стабилизации песчаного пласта схематично представлен на рис. 1.3. При освоении скважины и дальнейшем вводе в эксплуатацию одновременно с поступающим углеводородным сырьем в перфорационные отверстия обсадной колонны начинает поступать песок, который затем выносится (рис. 1.3, А). В итоге в движение приходят значительные объемы песка, находящиеся все дальше от перфорационных отверстий, что приводит к образованию песчаных куполов (рис. 1.3, Б), которые пребывают в устойчивом состоянии под действием сил трения, зависящих от влияния на пласт горного давления.



А - образование пустот у перфорационных отверстий; Б - образование песчаных сводов около перфорационных отверстий; В - разрушение песчаных сводов; Г - массивный вынос песка в скважину; 1 - добываемые флюиды и песок; 2 - горное давление; 3 - пластовый песок; 4 - зона обваливания песка; 5 - обсадная колонна; 6 - добываемые флюиды без песка; 7 - песчаный свод; 8 - массовое перемещение пластового песка.

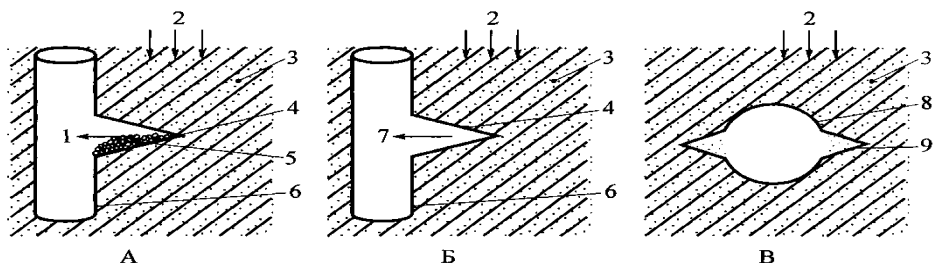
Рисунок 1.3 - Вынос песка из нецементированных и слабоцементированных пластов

Разрушение образовавшихся песчаных сводов (рис. 1.3, В) происходит тогда, когда проявляющиеся в них напряжения начинают превосходить силы, которые способствуют сохранению сводов в устойчивом состоянии. Так бывает, например, когда дебит скважины превышает максимальный дебит, при котором еще не наблюдается вынос песка. В таком случае происходит обвал зоны, примыкающей к этому своду. Затем образуется новый свод, который остается стабильным до последующего увеличения напряжений. В случае, когда такие обваливания наблюдаются довольно часто, то воздействие горного давления на перемещающийся песок может оказаться недостаточным для развития силы

трения, существовавшей в первоначальный период работы скважины. В итоге может наблюдаться общий обвал (рис. 1.3, Г), в результате которого пластовый песок заполнит скважину.

Причиной изменения давления может быть быстрое колебание дебита скважины, а также короткий срок ее закрытия или пуска. Аналогичные повреждения песчаных сводов могут быть спровоцированы также поступлением в скважину конденсационных и пластовых вод или колебаниями величины пластового давления. Объединённое воздействие поступающей в скважину воды и колебаний величины давления также может приводить к обрушению сводов.

*Сцементированные пласты.* Также спровоцировать появление эрозии может вынос песка из довольно хорошо сцементированных пластов. При перфорации в таких пластах образуются проводящие каналы. При перфорации после выноса образовавшихся обломков песчаные частицы в скважину не поступают (рис. 1.4, А-В). Обваливание стенок перфорационного канала может возникнуть в любой момент, когда межзерновое давление между частицами песка увеличится настолько, что возникающее при этом напряжение превысит силы сцепления между зёрнами породы (рис. 1.4, В). В случае, когда межзерновое давление будет иметь тенденцию к увеличению, то в итоге перфорационный канал полностью заполнится песком. Предположительно, что каркас образовавшейся каверны в дальнейшем тоже подвергнется обвалу [5]. При этом считается, что увеличение межзернового давления в околоскважинной зоне равно снижению первоначального пластового давления.



А - вынос обломков породы, образовавшихся при простреле обсадной колонны; Б - эксплуатация скважины без выноса песка; В - начало поступления песка в перфорационный канал; 1 - добываемые флюиды и обломки породы; 2 - горное давление; 3 - цементированный пластовый песок; 4 - перфорационный канал; 5 - обломки породы; 6 - обсадная колонна; 7 - добываемые флюиды; 8 - поперечный разрез перфорационного канала; 9 - осыпание отдельных песчинок в перфорационный канал.

Рисунок 1.4 - Вынос песка из плотных сцементированных пластов

Межзерновое давление приблизительно равно сумме горного давления и напряжения, развившегося в результате тектонической деятельности, минус гидростатическое давление. В случае если действие горного давления на песчаный коллектор остается постоянным в течение всего срока эксплуатации скважины, можно сделать вывод о том, что с уменьшением величины пластового давления межзерновое давление увеличивается. Таким образом, при большом показателе депрессии на пласт вынос механических примесей из цементированной песчаной породы возможен даже в начальный период эксплуатации скважины. Процесс выноса песка может начаться и позднее, когда пластовое давление снизится значительно, даже если величина депрессии на пласт в процессе добычи углеводородов не будет достигать больших значений. В таких случаях, когда возрастает межзерновое давление, массового выноса механических примесей не ожидается.

Наблюдать массовый вынос песка возможно также, если одновременно перфорированы как нецементированные, так и цементированные песчаные отложения. В результате постепенного обваливания в цементированном пласте стенок перфорационных каналов (следствие увеличения межзернового давления при уменьшении величины пластового) образуются пустоты-каверны. Движение песка в околоскважинной зоне вызывает потерю стабильности прилегающих к ней нецементированных песчаных пород. В результате происходит снижение действия сил трения и наблюдается массовый вынос песка из нецементированных песчаных слоев. Дебит скважины при этом в течение всего срока эксплуатации может остаться таким, при котором выноса песка не происходит, но только в случае сохранения постоянного межзернового давления.

В этом плане представляет практический интерес определение величины значения депрессии на пласт, при которой сохраняется естественное состояние ПЗП.

Определение допустимой депрессии можно представить в виде выражения:

$$\Delta P < \sigma_{сж} - 2(\xi P_{г} - P_{пл}), \quad (1.1)$$

где  $\Delta P$  – допустимая депрессия на пласт, МПа;  $\sigma_{сж}$  – предел прочности породы на сжатие, МПа;  $\xi$  – коэффициент бокового распора (выбирается по условиям рассматриваемых месторождений);  $P_r$  – горное давление, МПа;  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа [5].

Некоторые исследователи [8-12] отмечают, что разрушение призабойной зоны происходит во время перфорации скважин, в особенности при применении кумулятивного бескорпусного перфоратора ПКС, что приводит к образованию мощных песчаных пробок при освоении и дальнейшей эксплуатации скважин с неустойчивыми породами. Установлено, что большая доля энергии (волновой удар) при взрыве кумулятивных зарядов при перфорации бескорпусными перфораторами передается через окружающую жидкость на обсадную колонну и нарушает ее целостность, одновременно разрушая структуру ПЗП.

Обычно процессу изменения внутреннего каркаса продуктивного пласта предшествует размыв пород газовых и нефтяных коллекторов фильтрационным потоком. В процессе фильтрации нарушение структуры породы происходит в результате явлений механической суффозии (выноса) и кольматации (загрязнения) породы. Последнее явление доминирует в зонах стока жидкости. Процессы непрерывной механической суффозии и кольматации установлены по данным В.А. Истомина в экспериментальных исследованиях как с насыпными грунтами, так и с разуплотненными породами [13-15].

Определенное гидродинамическое давление на структуру породы создается при движении жидкости в пористой среде. В результате в зоне относительно высоких показателей скорости движения флюидов их динамическая сила может превосходить предел прочности связи между элементами пористой структуры, который определяется величиной сцементированности твердых частиц коллектора. Таким образом, радиальный характер движения флюида к скважине создает условия, при которых в прискваженной зоне, вследствие повышенных скоростей перемещения жидкости или газа (особенно в высокодебитных газовых

скважинах), происходит разупрочнение скелета и вынос твердых механических примесей в ствол скважины.

К физико-технологическим причинам, влияющим на устойчивость ПЗП, относят процесс формирования микрогазовых эмульсий в результате дегазации конденсационной, пластовой и остаточной воды (при условии скопления последней в ПЗП) при добыче газа. Такой процесс сопровождается образованием газоземлюсионных пленок вдоль поверхности каналов и пор и ведет к полной или частичной закупорке последних. Снижение ФЕС продуктивной зоны коллектора способствует увеличению скорости потока газа в ПЗП и, соответственно, инициирует разрушение пласта. Помимо этого, при переходе газонасыщенной воды в зону депрессии происходит мгновенное образование пузырьков газа, что создает значительные ударные гидродинамические нагрузки на стенки пор и каналов и является дополнительным фактором, ведущим к потере устойчивости породы продуктивного коллектора [16].

Физико-химическое воздействие используемых при капитальном ремонте скважин технологических растворов и пластовых жидкостей на продуктивную зону пласта во многом определяет состояние ПЗП и влияет на вынос механических примесей и образование глинисто-песчаных пробок в стволе. Песчаные коллекторы представляют собой неоднородные по минералогическому составу и литологическому строению пласты. Среди чистых кварцевых песчаников нередко встречаются прослойки алевролитов, монтмориллонита или аргиллита, склеенные цементирующим материалом, в качестве которого выступает в основном глинистый материал [17].

Глинистая составляющая при воздействии на нее различных технологических жидкостей является причиной набухания рыхлых песчаных пород ПЗП, что приводит к их разупрочнению, обвалам и осыпям и, как следствие, изменению формы и размера ствола скважины во времени с образованием каверн. Набухание пород с глинистой фракцией может быть связано со скоплением в скважине конденсационной воды, выпадающей из газа при снижении его температуры от пластовой до устьевой. А также в значительной

степени зависит от совместного действия двух составляющих: напряженно-деформационного состояния примыкающих к стенкам скважины горных пород и физико-химического воздействия фильтрата технологических жидкостей, применяемых для различных целей в процессе строительства, ремонта и эксплуатации скважины [18,19].

Существуют различные методы исследований и испытаний глинистых пород при их взаимодействии с раствором на такие параметры, как увлажнение, разупрочнение, набухание, диспергирование, капиллярная пропитка, осмос, по результатам, которых осуществляют выбор той или иной жидкости для капитального ремонта, минимально влияющей на ствол скважины [20].

Проникновение фильтрата технологической жидкости в глинистую породу, которое происходит за счёт адсорбционно-осмотических процессов, приводит к образованию вокруг её структурных элементов гидратных оболочек, то есть дополнительному увлажнению. При достижении критической влажности (для аргиллитов 8–9 %), то есть при максимальном развитии и перекрытии гидратных оболочек, обладающих значительной упругостью и прочностью на сдвиг, в глинистой породе возникают гидратационные напряжения, величина которых в околоствольной зоне скважины варьирует от 40 до 1000 МПа. Вследствие этого породы претерпевают весь спектр деформаций от вязкопластического течения до хрупкого разрушения. Поскольку при одинаковой степени увлажнения толщина гидратных оболочек, а следовательно, и величина гидратационных напряжений выше у глинистых пород с малой удельной поверхностью, в частности, у аргиллитов и глинистых сланцев, деформационные процессы протекают в них интенсивнее, чем в породах, состоящих преимущественно из глинистых минералов (монтмориллонита, гидрослюд, хлорита, каолинита), и завершаются хрупким разрушением этих пород, то есть их осыпями и обвалами (кавернообразованием) [18,21].

Существенное влияние на состояние ПЗП оказывают многокомпонентные технологические растворы, содержащие ингредиенты-регуляторы их свойств (фильтрационных, реологических и др.), состав которых подобран без учета

влияния на набухание глинистых пород. Ингибирующие растворы могут показать высокую эффективность в пластичных глинах и отсутствие эффекта в рыхлых слабосцементированных песчаниках и хрупких трещиноватых аргиллитах. При выборе состава с целью сохранения устойчивости стенок скважины необходимо учитывать характер деформации глинистых пород, зависящий от структурных связей в породе, его строения и прочности. Таким породам как аргиллиты и алевролиты, содержащим глинистый материал, соответствует хрупкий характер разрушения, вследствие чего они теряют устойчивость и осыпаются. В то время как осадочные глины обладают пластичным характером разрушения, такие глины имеют тенденцию к пластификации и дальнейшему набуханию с последующим сужением продуктивного сечения ствола скважины.

Таким образом, при строительстве и капитальном ремонте скважин, литологический разрез которых представлен рыхлыми слабосцементированными породами с переслаиванием глин в виде слоеного пирога, необходимо проводить дополнительные исследования по определению влияния технологических жидкостей на глинистый материал породы.

Анализируя приведенный материал, можно сделать вывод, что процесс пескопроявления носит сложный характер и зависит от множества факторов. Кроме естественных геологических условий, осложнения, связанные с пескопроявлениями, во многом обуславливаются техникой и технологией первичного и вторичного вскрытия продуктивных отложений, методами освоения скважин и характером их эксплуатации.

## 1.2 Способы ограничения и предотвращения пескопроявлений в газовых скважинах

*Технологии ограничения пескопроявлений в скважинах, находящихся на начальной стадии пескопроявлений*

В настоящее время выделяют четыре группы способов борьбы с пескопроявлениями. Способы первой группы – механические – предусматривают установку специальных приспособлений, механически сдерживающих вынос песка (гравийные, щелевые, проволочные и другие фильтры). Вторая группа способов – химические – крепление пород с помощью пластмасс и смол (фурановые, карбамидные, фенолформальдегидные смолы, полиуретаны и т.д.). К третьей группе способов относят физико-химические методы, основанные на создании искусственного коллектора в зоне каверн (цементно-солевые, песчано-цементно-солевые смеси, цементно-полимерные смеси с наполнителем, цементные или песчано-цементные смеси на углеводородной основе и тампонажные смеси с газообразователем). Способы четвертой группы – комбинированные – сочетают в себе механическое экранирование подвижных частей песка и крепление несцементированной породы (закачка цементного раствора, песчано-цементных смесей с добавками различных смол и вяжущих агентов).

Кроме вышеуказанных способов, большое значение в целях предотвращения пескообразования в скважинах имеет соблюдение рационального технологического режима при их освоении [22]. Помимо этого, опытно-промысловая практика и теоретические исследования показывают, что качество крепления призабойной зоны скважин зависит от многочисленных технико-технологических, геологических и конструктивных факторов, управляемых и неуправляемых. Принадлежность факторов к той или иной группе отражена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Дифференциация факторов по типу управляемости процессом

1 группа – управляемые факторы	2 группа – неуправляемые факторы
Обводненность продукции, % Число чисток штуцера в месяц Перекрытие перфорации НКТ, % Расстояние от башмака НКТ до нижних дыр перфорации, м Интервал перфорации, м Буферное давление, МПа Диаметр НКТ, мм Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Дебит газа в сутки, м <sup>3</sup> /сут Затрубное давление, МПа Число прокачек пластмассовых пробок в месяц	Наличие поглощения при обратной промывке (да /нет) Тип буферной жидкости, закачиваемой до и после тампонажного раствора, Конечное давление закачивания, МПа Наличие обратной промывки скважины (да /нет) Наличие повторного продавливания тампонажного раствора (да /нет) Метод освоения скважины после крепления Диаметр штуцера, мм Объем закачанного тампонажного раствора, м <sup>3</sup> Коэффициент приемистости, Наличие заполнения заколонного пространства (каверны), Максимальное давление закачивания, МПа

При проведении операции укрепления ПЗП величина значений управляемых факторов может быть выбрана из различных диапазонов, характерных для данного месторождения, а величина значений неуправляемых факторов, определенная на этапе проектирования и перед проведением работ по укреплению, изменена быть не может [23]. При планировании работ важно выявить факторы и определить диапазоны их значений, при которых возможно достичь наилучшего результата консолидации песка. С целью определения возможности регулирования процесса крепления ПЗП группой исследователей произведена обработка регистрируемых на практике параметров по методу распознавания образов.

Такой подход позволяет спрогнозировать успешность проведения консолидации разуплотненного коллектора путем минимизации влияния неуправляемых факторов и выбора диапазона эффективных управляющих воздействий на процесс скрепления неустойчивого массива [24].

При выборе того или иного способа борьбы с выносом песка, помимо вышперечисленных факторов, необходимо учитывать некоторые обстоятельства, влияющие на эффективность его применения [25]. При конструкции скважин с

открытым забоем наилучшие результаты дают механические и комбинированные способы, а химическая обработка ПЗП в этом случае не оказывает существенного влияния на решение поставленной задачи. Высокая эффективность химической обработки слабосцементированных пород достигается для вновь вводимых в эксплуатацию объектов и для скважин с незначительным количеством выноса мехпримесей, так как в этом случае результативная консолидация песков обеспечивается в структурах пород, еще не разрушенных продолжительным процессом пескопроявления [26-28].

Физико-химический способ находит применение при восстановлении напряженного состояния ПЗП, структура которой изменена в результате многолетнего выноса мехпримесей из скважин и характеризуется образованием каверн.

Технология укрепления разуплотнённых пластов химическим методом основана на фиксации частиц породы с помощью закачиваемых в продуктивную зону через перфорационные каналы в обсадной колонне различных технологических композиций и реагентов, таких как растворы на основе силикатов с отвердителем, обеспечивающих силикатизацию песчаных отложений, различные синтетические полимеры и смолы (мочевино- и меламиноформальдегидные, фенолоформальдегидные, эпоксидные и др.) [29].

Зарубежный и отечественный опыт использования силикатных реагентов для укрепления призабойной зоны нефтегазовых скважин показывает целесообразность использования комбинированного отверждающего раствора – гидратированного хлористого кальция в спирте, совмещающего в себе свойства гелеобразующего и отверждающего агента.

Липкость и хорошие вяжущие свойства характеризуют растворы на силикатной основе. Соли, растворимые в воде, вызывают его разложение. Силикатные реагенты вступает в реакцию со спиртами, ацетоном, основаниями, эфирами и др.

Степень полимеризации силикатов в растворе определяется силикатным модулем, в зависимости от его значения раствор на силикатной основе представляет собой сложную смесь ортосиликата  $\text{Na}_4\text{SiO}_4$  ( $2\text{Na}_2\text{O}\cdot\text{SiO}_2$ ), метасиликата  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  ( $\text{Na}_2\text{O}\cdot\text{SiO}_2$ ), дисиликата  $\text{Na}_2\text{Si}_2\text{O}_5$  ( $\text{Na}_2\text{O}\cdot 2\text{SiO}_2$ ) и более высококремнеземистых продуктов. Водные растворы на основе силикатов в практике укрепления рыхлых пород при строительных работах применяют довольно широко. Это связано с тем, что силикаты легко «отверждаются» при контакте с различными солями, неорганическими и органическими кислотами. Негативное воздействие агрессивных вод на грунты, укрепленные составами на силикатной основе, сводится к минимуму [30].

При введении силикатсодержащего раствора в песчаную породу процесс отверждения полученной щелочно-силикатной массы начинается уже за счет коагуляции и поликонденсации кремниевой кислоты различной степени дисперсности, поскольку в системе существует постоянная тенденция к выделению щелочи и образованию коллоидных частиц кремниевой кислоты.

Освободившаяся щелочь взаимодействует с кремнеземом поверхности песчаных частиц, образуя силикат натрия, гидролизующийся с выделением метакремниевой кислоты, которая коагулирует при введении электролита –  $\text{CaCl}_2$ . В результате образуется мелкодисперсный силикат кальция, являющийся связующим (цементирующим) веществом между песчаными зёрнами. Этот процесс может быть представлен следующими уравнениями химических реакций:



Концентрация силикатсодержащего реагента в исходном растворе определяет его свойства в затвердевшем песчаном массиве: из концентрированных растворов образуется более прочный и плотный гель, из разбавленных – рыхлый и непрочный. Поэтому закачка спиртосодержащих

агентов после пропитки зерна силикатсодержащим раствором способствует повышению его концентрации благодаря водоотнимающим (подсушивающим) свойствам спиртов. За счет этого образуется более прочный и плотный гель кремнекислоты, который способен вступать в реакцию со спиртами, образуя сложные желатинообразные структуры. Как видно в процессе отверждения щелочно-силикатной массы значительную роль в качестве гелеобразующей жидкости играет присутствие спиртов.

Работы по укреплению слабосцементированной зоны продуктивного коллектора составами на основе силикатов, проведенные по разработанной в ОАО «СевКавНИПИгаз» технологии на скважинах месторождений Западной Сибири, показали положительные результаты, обусловленные сохранением или незначительным снижением показателей фильтрационно-емкостных характеристик обрабатываемого неустойчивого интервала. После перехода скважин из капитального ремонта в эксплуатационный фонд обеспечивается их работа с дебитом на доремонтном уровне, а в некоторых случаях наблюдается увеличение дебита без выноса механических примесей [31].

Проведенными исследованиями установлена возможность использования отхода химического производства – кубового остатка ректификации фурфуролового спирта (КОФС) – для разработки отверждающейся технологической жидкости (ОТЖ) с целью консолидации неустойчивой породы в скважинах с тенденцией выноса частиц рыхлого слабосцементированного коллектора [32-34].

Компонентный состав композиции включает кубовые остатки ректификации фурфуролового спирта (КОФС), отвердитель кислотного типа (ОКТ) и воду, в который дополнительно введены диметилкетон (ДМК) и аммонийсодержащий компонент (АСК).

Результаты стендовых испытаний ОТЖ на песчаных образцах приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Результаты исследований основных свойств ОТЖ

Компонентный состав, об. %					Свойства ОТЖ и закрепленного песчаника				
КОФС	ОКТ	ДМК	АСК	Вода	Время отверждения, мин, при температуре		Прочность на изгиб, МПа, после твердения при температуре		Газопроницаемость*, мкм <sup>2</sup>
					35 °С	60 °С	35 °С	60 °С	
57	19	3	3	18	110	75	2,27	4,08	2,25
75	8	2	2	13	330	220	2,05	3,72	2,86
67	15	4	4	10	180	90	2,12	3,70	3,27
57	20	3	3	17	70	50	2,20	3,96	3,25
56	19	3	3	19	75	50	1,13	2,04	2,18

Примечание: \* – газопроницаемость определена после твердения образцов при температуре 60 °С.

Технический результат, который может быть получен при применении предлагаемого состава ОТЖ, сводится к следующему:

– увеличивается время отверждения состава, что позволяет прокачать его в заданный продуктивный интервал и обеспечить необходимый радиус обработки околоскважинной зоны пласта;

– при сохранении механической прочности и проницаемости закрепленного песчаника повышаются его деформативные свойства, что создает условия для эксплуатации скважины в послеремонтный период при повышенных значениях депрессии без выноса пластового песка.

Обычно при использовании твердеющих со временем жидкостей для консолидации песчаных пород существует обратная взаимосвязь между прочностью и остаточной проницаемостью песчаной породы, обработанной химреагентами.

При этом не следует приравнивать понятие снижение проницаемости со снижением продуктивности. Например, согласно теории радиального потока снижение проницаемости до 70 % первоначальной позволяет сохранить первоначальную продуктивность до 90 % [35].

Совместное использование ДМК и АСК способствует увеличению времени полимеризации фурфуролового спирта в присутствии кислотного катализатора, а также процессу образования фурфуролкетонного олигомера, что позволяет

сохранить высокую проникающую способность композиции за счет предотвращения повышения показателей ее реологических свойств (вязкости и др.) и в целом увеличивает срок отверждения состава.

Помимо замедления времени начала загустевания и отверждения, разработанный состав ОТЖ обеспечивает повышенные деформативные свойства закрепляемого песчаника, что обусловлено совместным влиянием фурфуролкетоновой смолы и сложновулканизированного полимерного соединения со структурной формулой.

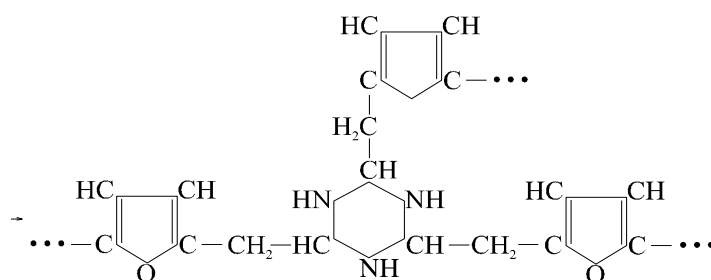


Рисунок 1.5 – Сложновулканизированное полимерное соединение

При этом разнообразие функциональных групп образующихся смолоподобных соединений, предопределяющих адгезионные свойства состава и являющихся демпфирующими "мостиками" между закрепляемыми частицами песка, способствует лучшему удержанию зерен песка в связанном состоянии. Закрепляемый на песчаных частицах материал за счет сопряженной адсорбции смолообразных веществ различного состава на поверхности зерен имеет не пластично-хрупкий, а упруго-пластичный характер разрушения при воздействии механических нагрузок. Это обстоятельство способствует значительному уменьшению вероятности образования трещин при дестабилизации закрепленной породы, что имеет место в скважинах при действии на продуктивный пласт как горного давления, так и превышении показателя предела механической прочности породы при форсированных отборах газа (увеличенная депрессия). Указанное обуславливает повышение стойкости консолидированной породы воздействию механических нагрузок, предупреждению выноса механических примесей из ПЗП

при последующей эксплуатации скважин и уменьшению числа ремонтно-восстановительных работ.

В Институте проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) совместно с ООО «Газпром добыча Уренгой» разработан комплекс технологий «ИПНГ-ПЛАСТ», рассчитанных на решение проблем, осложняющих эксплуатацию скважин. Одной из главных задач разработанного комплекса является обеспечение длительной и эффективной работоспособности газовых скважин, увеличение конечного коэффициента извлечения газа из сеноманских залежей, находящихся на завершающей стадии разработки.

Сущность технологии «ИПНГ-ПЛАСТ» заключается в закачке в пласт системы «полимер – растворитель» с последующей специальной обработкой пласта, что приводит к образованию внутрипластового полимерного песчаного фильтра, который укрепляет призабойную зону, препятствует выносу песка и поступлению воды в ствол скважины, обладая при этом высокой проницаемостью для газа [36]. В 2011 году был произведен ремонт по технологии «ИПНГ-ПЛАСТ», в результате дебит 16 скважин увеличился от 5 до 40 %, в течение 6 месяцев после ремонта скважины находятся в эксплуатации, показывают практическое отсутствие роста песчаных пробок, дебиты газа практически не изменились. Вышеперечисленные показатели доказывают эффективность предложенной технологии, что позволило расширить объем внедрения системы «ИПНГ-ПЛАСТ» до 60 газовых скважин.

Очевиден тот факт, что предотвращение поступления воды в призабойную зону скважин воздействием на высокопроницаемые обводнённые пласты с целью снижения их водопроницаемости будет способствовать повышению эффективности работ по укреплению слабосцементированных пород химическим методом. В этой связи особый интерес представляют способы изменения фильтрационных потоков флюидов в призабойной зоне скважин применением селективно действующих реагентов, например, полимерно-гелевых систем.

Подобными свойствами обладает система «Темпоскрин-Люкс», являющаяся третьим поколением инновационных реагентов «Темпоскрин», технология

которой основана на физико-химическом воздействии на ПЗП с целью дополнительной добычи нефти и снижения обводненности добываемой продукции на месторождениях поздней стадии разработки со сложным геологическим строением, с неоднородными песчано-глинистыми коллекторами и высоким процентом обводнённости добываемой продукции (от 40 до 98 %).

В составе композиции «Темпоскрин-Люкс» не содержатся такие химические добавки, как соли тяжелых металлов и другие вредные компоненты, что делает ее применение экологически безопасным. Такая система обладает рядом положительных аспектов: низкой чувствительностью к воздействию солей, устойчивостью к деградации в пластовых условиях, стабильностью при пластовых температурах до 85 °С. Композиция «Темпоскрин-Люкс» избирательно воздействует на высокопроницаемые обводнённые пласты, резко снижая их проницаемость за счет изменения фильтрационных потоков и обеспечивая выравнивание профиля приемистости скважины [37]. Благодаря дисперсной структуре геля, состоящего из множества мелких гелевых частиц размером от 0,2 до 4,0 мм, система «Темпоскрин-Люкс» обладает высокой подвижностью и проникающей способностью по отношению к трещинам и крупным порам. Гидрогели «Темпоскрин-Люкс» проявляют селективные свойства по отношению к нефти и другим углеводородам, что может быть использовано с целью снижения обводненности также и газовых скважин.

Однако гель не проникает в низкопроницаемые и гидрофобные участки пласта, так как размеры гелевых частиц больше, чем размеры пор таких пород.

Для скважин с аномально низким пластовым давлением ИПНГ РАН предложен способ борьбы с пескопроявлениями, включающий закачку в пласт через добывающую скважину раствора уретанового предполимера в ацетонсодержащем растворителе с продавкой раствора в пласт газом, содержащим пары воды, с показателем относительной влажности не менее 10%.

Технология была испытана на одной из скважин. Последовательность проведения операции представлена ниже. На 1-м этапе производили закачку в скважину 20%-ного раствора уретанового предполимера в ацетоне, затем, на 2-м

этапе, через НКТ в скважину при помощи бустерной установки УНГ-8/15 подали насыщенный влагой с относительной влажностью 15% природный газ под давлением 6,3 МПа (в 3 раза выше пластового) в течение 5 часов. После чего скважину остановили на технологический отстой для завершения реакции отверждения уретанового предполимера (смолы). Через 1 месяц произвели перфорацию скважины. В результате установлено, что дебит выноса песка прекратился, а дебит по газу увеличился на 2 тыс. м<sup>3</sup> в сутки [38].

Несмотря на положительные результаты опытно-промысловых испытаний, предложенный способ укрепления ПЗП имеет ряд недостатков. Во-первых, значительный показатель репрессии на пласт при продавке отверждающейся жидкости газом может привести к гидроразрыву пласта, что приведет к разрушению коллектора. Процесс отверждения смолы достаточно сложно регулировать по причине высокой реакционной способности изоцианатных групп уретанового предполимера при контакте с водой или водяными парами. Помимо этого, для запуска скважины в работу и восстановления оптимальной продуктивности необходимо произвести дополнительные мероприятия (перфорация скважины), что значительно удорожает проведение ремонтно-восстановительных работ.

Во ВНИИКРнефть разработана и нашла широкое применение технология на основе полимерного состава «Контарен-2» [39] с широким температурным диапазоном применения от 20 °С до 260 °С, обладающего хорошими фильтрационными и прочностными показателями и обеспечивающего снижение выноса механических примесей в скважину независимо от степени обводненности добываемого продукта. В компонентный состав «Контарен-2» входит полимеробразующий реагент, в качестве которого применяют суммарные сланцевые алкилрезорцины (состав ТС-10), наполнитель ШРС-С для повышения проницаемости и прочности материала (продукт совместного помола поваренной соли и агломерационной руды с доменным шлаком) и уротропин. Взаимодействие компонентов происходит при температуре выше 35°С с образованием

пространственной трехмерной полимерной сетки с высокими показателями прочности, коррозионной устойчивости и плотности.

За период времени с 1981 по 1994 гг. на месторождениях «Краснодарнефтегаз», «Мангышлакнефть», «Актюбинскнефть», «Туркменнефть», «Азнефть» проведены операции по укреплению слабосцементированных коллекторов с использованием состава «Контарен-2» более чем в 300 скважинах. Эффективность работ в среднем составила 59,2 %. Исследования по анализу результатов работ показали, что относительно низкий процент успешности проведенных операций связан с ослаблением требований к выбору скважин для консолидации продуктивного пласта, а также зависимостью качества крепления от множества факторов, влияющих на этот процесс. Помимо вышеизложенного, отмечено, что в скважинах, в которых перед восстановительными мероприятиями проводили такие работы, как подземный ремонт, перенос фильтра или изоляция водопритока, и не выполнялись работы по отработке скважин от жидкости глушения, успешность работ по укреплению ПЗП была минимальна [24,40,41].

Специалистами ООО «РН-Краснодарнефтегаз» предложена новая технология крепления ПЗП с использованием керамического проппанта, покрытого специальными смолами (RCP). С 2006 г. начались испытания этой технологии, а с 2007 г. – её массовое внедрение.

Еще одним реализуемым в ООО «РН-Краснодарнефтегаз» проектом, направленным на борьбу с пескопроявлениями, гарантирующим снижение коэффициента выноса частиц на 20 % и увеличение межремонтного периода добывающих скважин в 2 раза, является проект «Химическое связывание слабосцементированной породы», в рамках которого испытываются две технологии:

– технология ЛИНК ООО «СНК», направленная на химическое связывание слабосцементированной породы при помощи закачки в ПЗП тампонирующей химической композиции на водной основе;

– технология SECURE 2020 ЧКОО «Champion Technologies Russia and Caspian BV», направленная на скрепление частиц слабосцементированной породы с использованием нефтерастворимого кремнийорганического соединения [41].

Компонентный состав композиции ЛИНК представляет собой синтетическую водорастворимую смолу, отвердитель-газообразователь и воду. Характеристика состава представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Технологические показатели состава ЛИНК

Показатель	Значение
Время отверждения*	3-8 ч
Набор прочности	1-2 сут
Снижение первоначальной проницаемости	30-50%
Снижение продуктивности скважины	15-25%
Сроки отверждения*	Регулируемые

Примечание: \* – сроки отверждения регулируются в зависимости от температуры в диапазоне от 25°С до 85°С

Гомогенность и легкая фильтруемость композиции обеспечивает ее равномерное проникновение в зону разуплотненной породы с образованием монолитного скрепленного конгломерата (рис.1.5).



Рисунок 1.5 – Фото образца керна, полученного при отверждении состава ЛИНК

Однако поддержание добычи газа на необходимом уровне в условиях значительного снижения первоначальной проницаемости при таком способе укрепления ПЗП способствует увеличению депрессии на пласт, что в конечном итоге приводит к увеличению риска повторного разрушения породы и выносу продуктов разрушения в ствол скважины [42,43].

Технология закрепления слабосцементированной породы SECURE 2020 позволяет связывать пласт с минимальной потерей проницаемости. Она характеризуется простотой и быстротой применения – период простоя скважины при обработке не превышает 72 часов. Используемый реагент (кремнийорганическое нефтерастворимое соединение) поставляется в виде концентрата в защитной таре. Перед применением он растворяется в дизельном топливе или обезвоженной нефти, обычная концентрация составляет 4–8 %. Молекула реагента содержит гидролизуемые остаточные группы. При соприкосновении с внутрипластовой жидкостью в результате гидролиза функциональные группы изменяются от силана до силанола. Группы силанола образуют первичные химические связи с песчинками, что приводит к формированию гибкой вязкоупругой сетки в пределах водной фазы. Изначально данный концентрат разрабатывался одной из норвежских компаний исключительно с целью защиты от пескопроявлений, но после проведения промысловых испытаний обнаружился дополнительный эффект – снижение обводненности скважин при сохранении текущего дебита. Такой эффект объясняется протеканием процесса полимеризации кремнийорганического соединения в водной среде [44].

При использовании данной технологии сначала закачивается дизельное топливо (товарная нефть), что уменьшает зону проникновения реагента (рис. 1.6). После этого проводится закачивание и размещение первой пачки реагента, затем второй пачки и продавочной жидкости. После этого закачку прекращают, далее (в течение 72 ч) идет реакция полимеризации.

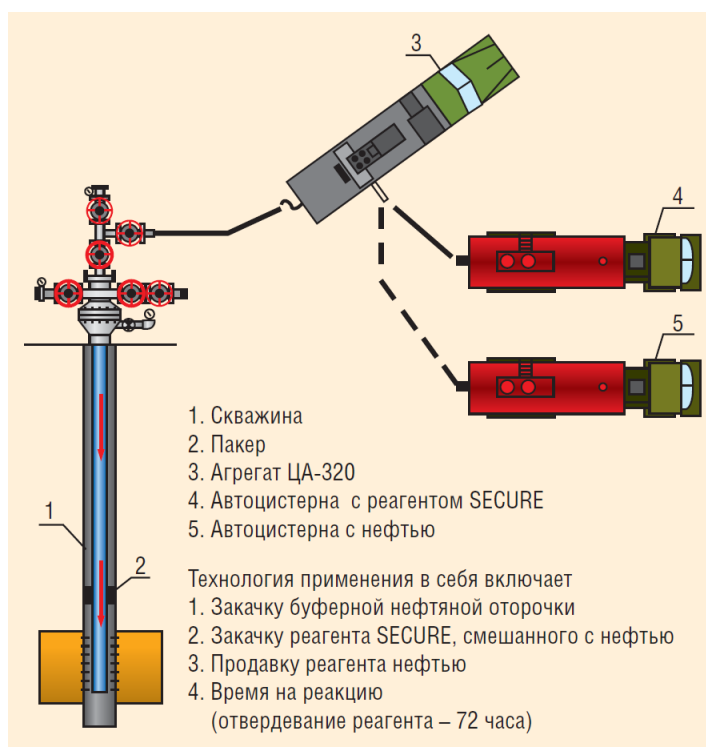


Рисунок 1.6 – Технология SECURE 2020  
(с применением кремнийорганического реагента)

Технология SECURE относительно дорогостоящая. Однако ее применение не только окупается и дает дополнительный экономический эффект, но и позволяет существенно повысить доход от эксплуатации скважин, сократить затраты на ремонт, увеличить срок службы промышленного оборудования, снизить потери продукции во время простоев.

Таким образом, интерес исследователей к составам на кремнийорганической основе все более возрастает. Это объясняется наличием ряда достоинств таких композиций: низкая токсичность и коррозионная активность, высокая адгезия к горной породе и удовлетворительные прочностные характеристики. Кремнийорганические соединения могут применяться в широком интервале пластовых температур (0–200 °С) и при низкой температуре окружающей среды (температура застывания минус 50 °С), что особенно актуально для условий Западной Сибири. Такие соединения имеют однородный состав, отличаются незначительной вязкостью (до 18 мПа·с) и хорошей фильтруемостью в поры.

В научно-образовательном центре «Промысловая химия» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработан состав на кремнийорганической основе [45], показавший свою эффективность в борьбе с выносом песка в скважину. В состав этой композиции, получившей название Химеко-П, входит полиорганосилоксан и сшивающий агент, добавляемый с целью образования более прочной и химически устойчивой структуры получаемого полимерного камня.

Принцип работы системы Химеко-П заключается в следующем: при прокачке состава в пласт происходит адгезия молекул кремнийорганического соединения, входящего в состав полимера, к частицам песка в зоне контакта, в результате чего они плотно склеиваются друг с другом, образуя объемную полимерную сетку с высокой механической прочностью и проницаемостью по газу. Данная структура обладает стойкостью к воздействию кислот и щелочей и не разрушается под действием воды и пластовых температур. Схема образования поперечных связей между кремнийорганическим полимером и породой представлена на рисунке 1.7.

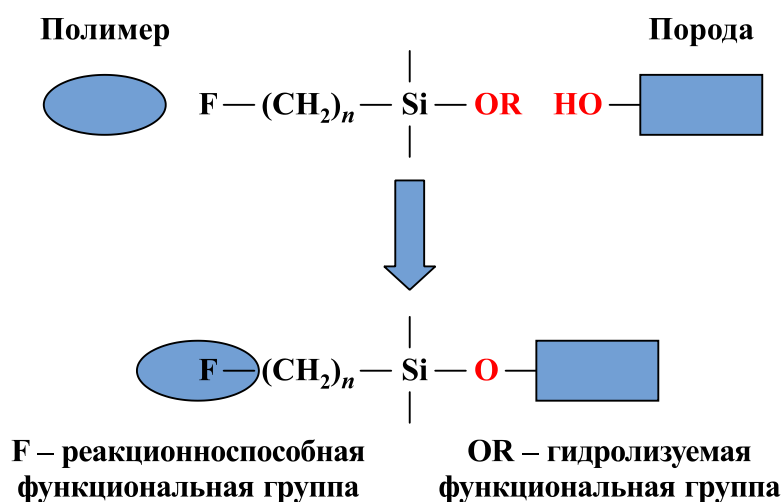
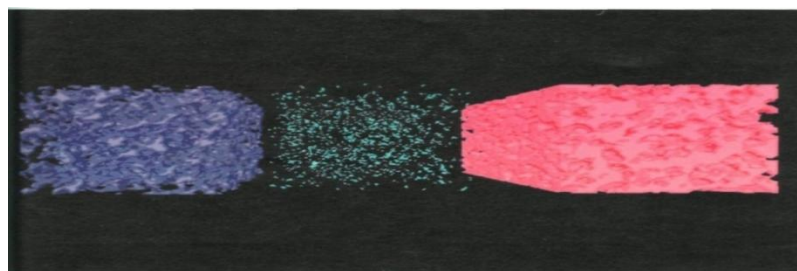


Рисунок 1.7 – Механизм образования поперечных связей между кремнийорганическим полимером и породой

Исследования прочностных характеристик скрепленного составом Химеко-П песчаника проводились в лаборатории разработки химических реагентов для ремонта нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. При изучении его структуры на рентгеновском томографе

SkyScan-1172 произведена съемка исследуемого образца песчаника (рис. 1.8). Определено, что открытая пористость скрепленного песчаного образца составляет 25,39 %, а сообщаемость пор – 43,47 % [45].

Технология обработки ПЗП составом Химеко-П была применена на скв. 123 и 126 Песчано-Уметского ПХГ. Обе скважины имеют открытый ствол, коэффициент проницаемости коллекторов – 0,4 мкм<sup>2</sup>.



(синим цветом показано поровое пространство, зеленым – связующий материал, красным – песчаный каркас)

Рисунок 1.8 – Полученная на рентгеновском томографе фотография песчаника, скрепленного составом Химеко-П

Песчано-Уметское ПХГ создано на истощенном газовом месторождении. Объектами хранения являются тульский и бобриковский горизонты, которые сложены как плотными известняками, так и слабосцементированными, пористыми песчаниками. Порядка 60 скважин (53 % эксплуатационного фонда) работают с выносом мехпримесей. Выбор объектов для опробования технологии укрепления ПЗП составом Химеко-П был сделан не случайно. Во-первых, на Песчано-Уметском ПХГ применяются шнековые пылеуловители, которые позволяют определить количество выносимой породы и песка. На большинстве же хранилищ газа наличие пескопроявления определяется косвенно (по величине абразивного износа устьевого оборудования). Во-вторых, имеющаяся информация о скважинах: дебит, геолого-техническая характеристика, результаты ГДИ, сведения о текущем и капитальном ремонте, а также наличие других сравнительных данных – позволили определить целесообразность применения данной технологии на скважинах Песчано-Уметского ПХГ [46].

Применение данной технологии на объектах ПХГ позволяет уменьшить пескопроявление, продлить срок эксплуатации внутрискважинного оборудования, снизить затраты на проведение капитального ремонта скважин, увеличить производительность скважин (прирост объема добываемого газа на скважинах Песчано-Уметского ПХГ составил более 90 тыс. м<sup>3</sup>/сут.).

В ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»» проведены исследования по идентификации механических примесей, присутствующих в продукции скважин Гатчинского ПХГ [47]. В результате анализа особенностей отбора газа выявлено, что в 92 % случаев вынос частиц породы сопровождается притоком воды в скважины. При изучении характера разрушения ПЗП установлено, что разномасштабные трещины и плоскости формирования песчаников имеют сложную разветвленную структуру высокопроницаемых каналов, обуславливающую увеличение объемов выносимого песка.

Для предотвращения выноса мехпримесей известен химический способ крепления слабосцементированных песчаников, основанный на использовании водных растворов хлорида кальция ( $\text{CaCl}_2$ ) и бикарбоната натрия ( $\text{NaHCO}_3$ ) с предварительной обработкой ПЗП ацетоном для повышения адгезионной способности стенок поровых каналов к воздействию химическими реагентами. В результате реакции указанных реагентов образуется осадок тонкодисперсной взвеси карбоната кальция ( $\text{CaCO}_3$ ), которая, как считает автор [48], адсорбируется на поверхности минералов под действием межмолекулярного взаимодействия и придает дополнительную прочность песчаникам как цементирующее вещество. Кроме того, предполагается, что полученный в пластовых условиях устойчивый в воде осадок препятствует прорыву пластовых вод за счет изоляции водопроявляющих участков пласта.

Отмечается также, что одним из перспективных направлений развития данного химического способа крепления ПЗП являются увеличение глубины проникновения реагентов и обеспечение возможности работы с их растворами при аномально низких температурах пласта за счет добавки поверхностно-

активных веществ (ПАВ) [49,50]. По результатам экспериментальных исследований фильтрационных свойств рекомендована 10 % -ная концентрация водного раствора  $\text{CaCl}_2$  для газовых скважин и 15 % -ная – для нефтяных.

Однако следует отметить, что, несмотря на указанные преимущества, данный состав для крепления ПЗП не может применяться в скважинах, в пластовом флюиде которых содержатся кислые компоненты, например диоксид углерода ( $\text{CO}_2$ ), так как в результате его взаимодействия с карбонатом кальция образуется растворимая кислая соль – гидрокарбонат кальция по реакции:



Анализируя существующие технологические решения в области разработки композиций и их применения для укрепления рыхлых слабосцементированных пород ПЗП нефтегазовых скважин и объектов ПХГ, можно сделать вывод, что многообразие применяемых на практике материалов и составов на их основе способствует повышению эффективности эксплуатации с увеличением объемов добываемой продукции. Тем не менее научными организациями и предприятиями добычи углеводородов ведется поиск более эффективных материалов для укрепления слабосцементированных пластов и разработка новых технологий их применения продолжается [51]. Одним из перспективных направлений в этой области является использование гидролизующихся полифункциональных кремнийорганических соединений, способных образовывать в пластовых условиях полиорганосилоксановые полимеры, обладающие высокими адгезионными характеристиками к породе, гидрофобной активностью, хорошими селективными свойствами.

*Технологии укрепления ПЗП газовых скважин, характеризующихся наличием каверн*

При эксплуатации скважин со слабосцементированными рыхлыми коллекторами в условиях форсированного отбора газа с течением времени происходит разрушение ПЗП. Интенсивный вынос механических примесей

обуславливает образование каверн в призабойной зоне и возникновение песчаных пробок в фильтровой части скважин. При наличии притоков пластовых вод как дополнительного фактора, нарушающего сохранность ПЗП, разрушение песчаных пород увеличивается, что делает задачу укрепления рыхлых пород еще более сложной [1].

Анализ зарубежного и отечественного опыта борьбы с пескопроявлениями при условии образования каверн в ПЗП показывает, что одним из способов укрепления пород в данном случае является создание искусственного коллектора из проницаемого цементного камня.

Такой метод основан на создании в зоне каверн полимерной «подушки», заполняющей по всему объёму кавернозное пространство с обеспечением армирующего эффекта в зонах контакта с неустойчивым коллектором.

Нефтегазовыми компаниями НК «Роснефть» и ООО «РН-Юганскнефтегаз» создана полимерная композиция (рабочее наименование – смола ФРФ-50 (t-110)), которая представляет собой терморезистивный вспенивающийся состав на базе фенольной смолы и включает в себя жидкий смоляной компонент и порошковый отвердитель-газообразователь [3].

Приготовление композиции осуществляют путем смешения смоляного компонента и отвердителя в определенном соотношении с последующей закачкой состава в разуплотненную зону пласта, но не позднее двух суток с момента изготовления.

Отверждение происходит в условиях высоких температур (свыше 95°C), при этом параллельно идет процесс разложения газообразователя с дальнейшим получением в 10 раз увеличенной в объёме вспененной композиции. Такие показатели как прочность и скорость отверждения получаемого полимерного материала регулируются количеством вводимого отвердителя. Таким образом, происходит фиксация породы пористым проницаемым композитом, стойким к воздействию пластовых флюидов.

Технология была испытана на 2 скважинах Приразломного месторождения (табл. 1.4). Особенностью коллекторов является их сложное литологическое строение, связанное с наличием пор различного строения с присутствием открытой и тупиковой пористости. Пористость по всем исследованным образцам меняется от 1,4 до 21,2%, проницаемость в среднем значении  $6,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Распределение коэффициента проницаемости (Кпр) для песчаников однородных, слоистых и карбонатизированных близко между собой. Коэффициент остаточной водонасыщенности меняется от 18,2 до 99,5%.

Таблица 1.4 – Технологические показатели работы скважин Приразломного месторождения до и после проведения мероприятий по укреплению ПЗП

№ скважины	Показатель	Значение показателя*	
		До проведения операции	После проведения операции
5691, 965	Дебит по жидкости, м	45÷50 / 55÷60	40/20
	Количество взвешенных частиц (КВЧ), мг/л	600÷700/1300	300÷400/700÷800
	Средняя наработка на отказ, сут	60/ 100	230/148
Примечание: * – значения показателей для каждой скважины приведены через косую черту (/)			

Сравнительный анализ табличных данных показал, что в скважинах №№5691 и 965 работы по укреплению ПЗП выполнены успешно: дебит скважин по жидкости снижен на 12÷25 %, КВЧ сократился практически в 2 раза, межремонтный период увеличился в 2,5 раза [3].

Однако узкий температурный диапазон, при котором происходит отверждение смолы, ограничивает применение такого способа на месторождениях, где забойные температуры ниже 95°С. Кроме того, качество отвержденной композиции зависит от степени дисперсности газообразующего агента в составе, которая влияет на его седиментационную устойчивость и в конечном итоге определяет равномерность распределения пор в получаемом полимерном материале.

В области использования полимеров для борьбы с выносом песка в скважину интересную полимерную систему представила компания Baker Hughes под названием GeoForm™.

Оригинальность такой системы основана на применении «умного» полимера, способного в скважинных условиях воспроизводить форму и размеры, изначально заданные при его изготовлении. Для беспрепятственного спуска по стволу скважины полимер сжимают до оптимальных размеров. В зоне каверн под влиянием специального катализатора и температуры полимерный материал расширяется до определенных изначально размеров, полностью заполняя пустотное пространство, что способствует фиксационному воздействию на горную породу и предотвращает ее разрушение [52].

При креплении скважин со слабосцементированными пластами, с невысокой проницаемостью и наличием каверн применяют тампонажные растворы, формирующие в процессе твердения проницаемый цементный камень-фильтр, функция которого заключается в предотвращении выноса песка в скважину. В процессе первичного цементирования скважины для создания за колонной в интервалах залегания продуктивных пластов проницаемых искусственных фильтров используются цементно-песчаные, цементно-полимерные композиции, материалы на основе смол, песчано-солевые, смолосолевые и другие смеси, например, с добавками нефти или пористого наполнителя, после затвердения которых получается пористый и прочный камень-фильтр [53-57].

С целью создания проницаемого цементного камня применяют цементно-солевые и особенно песчано-цементно-солевые смеси с использованием поваренной соли с размерами частиц 1–2 мм. В зависимости от степени дренированности и поглотительной способности пластов соотношение цемента и воды составляет 1:2, а песка, цемента и соли – 1:0,75:0,8. Эффективность работ с применением таких смесей составила более 66%. За 4-5 месяцев в послеремонтный период эксплуатации дебит ряда скважин возрос в несколько раз.

Увеличение отбора флюида объясняется процессом растворения в пластовом флюиде поваренной соли, введенной в цементную смесь.

Существенным недостатком цементно-песчаных растворов с большими добавками песка является их седиментационная неустойчивость. Это приводит к получению камня с неоднородной структурой и значительно снижает его проницаемость. Помимо этого, при растворении гранул поваренной соли в структуре цементного камня происходит размыв цементной основы и снижение прочности искусственного коллектора.

Добавки нефтепродуктов к раствору портландцемента позволяют с использованием наполнителя и без него создавать проницаемый камень с удовлетворительными физико-механическими свойствами. Среди таких составов на водонефтяной основе выделяют цементно-карбонатные смеси, цементно-пековые смеси, композиции с пористым наполнителем.

По данным лабораторных испытаний прочность на сжатие сформированного из цементно-карбонатной смеси (соотношение 1:1) и 10 %-ного раствора соляной кислоты камня достигает величины около 1,2 МПа при газопроницаемости равной 0,5 мкм<sup>2</sup>. Эффективность работ может быть оценена качеством получаемого проницаемого камня, которое во многом зависит от того, насколько однородная смесь получается при смешении ее компонентов в забойных условиях.

Применение в качестве добавки пека, способного частично растворяться в неполярных жидкостях – нефти и ее продуктах – к тампонажному материалу позволяет получить проницаемый цементный камень.

В ОАО «СевКавНИПИгаз» разработан способ восстановления ПЗП и изоляции заколонного водопритока с использованием нефтеэмульсионного тампонажного раствора, содержащего тампонажный портландцемент, древесные опилки, кальцинированную соду, поливиниловый спирт, дизельное топливо и воду. В результате твердения тампонажного раствора формируется газопроницаемый и водонепроницаемый камень [58,59].

Однако стоит отметить, что недостатком такого состава является невозможность набора необходимой прочности цементного камня в

углеводородной среде, т.к. формирование равномерной кристаллической структуры в тампонажном составе, отвечающей за прочностную характеристику камня, возможно только в гидрофильной среде.

Формирование проницаемого цементного камня облегчается при введении в цементный раствор предварительно насыщенных водой или нефтью пористых наполнителей, где в качестве последних могут быть применены керамзитовый песок, гранулированная пемза и другие материалы, обладающие открытой пористостью и варьируемым размером гранул от 0,5 до 8,0 мм. При таком размере гранул достигается наибольшая пористость. При этом гранулы свободно проходят через клапанные узлы насоса и перфорационные отверстия. Предварительное насыщение гранул жидкостью под вакуумом позволяет сохранить их первоначальную проницаемость, предупреждая попадание цементной суспензии или ее фильтрата в поровое пространство гранул.

Низкая дисперсность керамзитового наполнителя является фактором седиментационной неустойчивости таких составов, что не обеспечивает его однородное распределение в объёме тампонажного раствора и снижает качество получаемого цементного камня.

Известны газоцементные составы [60], позволяющие получить в интервале продуктивного пласта не требующий дополнительной перфорации проницаемый цементный камень. Добавка к цементному раствору алюминиевого порошка (не более 0,2–0,4 % от массы сухого цемента) позволяет получать расширяющийся цементный камень, по проницаемости аналогичный песчаникам. Однако опыт ведения работ по креплению призабойной зоны скважин в объединении «Узбекнефть» показал, что проницаемость такого камня недостаточна [61]. Это связано с тем, что газоцементный тампонажный раствор [62], содержащий алюминиевую пудру, имеет неудовлетворительные технологические свойства, обусловленные преждевременным газовыделением и повышенным динамическим сопротивлением сдвига, что приводит к низкой растекаемости тампонажного раствора и потере его подвижности. Эти процессы происходят за счет быстрого взаимодействия алюминия с гидроксидом кальция

жидкой фазы цементного раствора с последующим образованием коллоидного раствора гидроксида алюминия и появлением в нем коагуляционной структуры. Указанное ведет к осложнениям при цементировании, в частности, к возможности гидроразрыва пласта, а преждевременное выделение газа из цемента в окружающую среду – к снижению показателя пористости цементного камня.

Газоцементный материал, содержащий в своем составе кроме алюминиевой пудры метасиликат натрия [63], также не обеспечивает в полной мере ожидаемого результата вследствие преждевременного выделения газа, что приводит к частичной потере порового давления раствора, при этом понижается пористость и проницаемость образующегося цементного камня. Кроме того, метасиликат натрия, активно взаимодействующий с гидроксидом кальция цементного раствора с образованием кристаллов гидросиликата кальция, не позволяет получить тампонажный камень с проницаемостью более  $0,1 \text{ мкм}^2$ , что неприемлемо для большинства эксплуатационных скважин.

Улучшение технологических свойств газоцементного раствора за счет замедления газовыделения и снижения динамического напряжения сдвига достигается введением в цементный раствор смешанного комплексона амонийнонатриевых солей аминополикарбоновых кислот (СКАСАК) [64].

Данная тампонажная смесь с оптимальным соотношением компонентов обладает удовлетворительными технологическими свойствами. В среднем на порядок снижается газообразование в тампонажной смеси, и примерно в пять раз повышается проницаемость цементного камня [65].

Недостатком данного состава является невозможность применения предлагаемого тампонажного материала в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и малая вероятность образования проницаемых каналов, поскольку взаимодействие оксида алюминия (в частности алюминиевой пудры) происходит в процессе гидратации портландцемента, когда скважина, согласно данному изобретению, находится под давлением. В этом случае образуется замкнутая пористость, а выделение газа вместе с образованием

проницаемых каналов, когда уже сформирована структура камня, маловероятно. Кроме того, повышенное содержание оксида алюминия вызывает быстрое схватывание портландцементного раствора в начальный период, что усугубляется при высоких температурах.

Некоторые исследователи решают задачу преждевременного газообразования в алюминийсодержащем тампонажном растворе в процессе продавки последнего в скважину и повышения проницаемости цементного камня при воздействии щелочной среды заменой алюминиевой пудры на менее химически активную алюминиевую крупку. Последняя изготавливается в соответствии с ТУ 48-5-38-78 путем распыления первичного алюминия с последующим отсевом крупных фракций, представляющих собой порошок серого цвета из игольчатых частиц размером до 0,5 мм в поперечном сечении.

В Тюменском государственном нефтегазовом университете разработана рецептура тампонажного состава, формирующего проницаемый цементный камень, и технология его формирования на забое, которая позволяет предотвратить вынос песка в скважину.

Создание проницаемого цементного камня осуществляется путем введения в состав тампонажного раствора газообразующей добавки – карбоната аммония. Разложение добавки происходит только при температурах порядка 60 °С согласно химическому уравнению:



При создании перепада давления в период начала твердения несвязанная вода постепенно вытесняется из камня газом газогенерирующего состава, при этом в образце образуются сквозные каналы небольшого диаметра. По мере дальнейшей фильтрации газа через камень происходит стабилизация процесса.

Технология создания цементного камня-фильтра с добавкой карбоната аммония заключается в следующем.

По окончании процесса бурения осуществляется спуск эксплуатационной колонны, обсадные трубы которой, располагающиеся в интервале продуктивного

пласта, заранее проперфорированы. В отверстиях установлены магниевые заглушки. Число отверстий выбирается из расчета повышения забойной температуры до требуемой для разложения карбоната аммония, но не менее числа отверстий, обеспечивающих максимально возможную производительность скважины (устанавливается из опыта эксплуатации месторождения или расчетным методом). Процесс цементирования осуществляется практически без изменения существующей технологии прямого одноступенчатого способа цементирования, за исключением лишь того, что в состав закачиваемого тампонажного раствора включена последняя порция (в объеме, равном объему затрубного пространства против продуктивного пласта) предлагаемого состава (ПЦТ – 20 %, керамзит – 40 %, песок – 40 %, от состава смеси карбонат аммония – 6%, нефть – 1,6 %, В/Ц 0,75–0,8).

Последняя порция тампонажного раствора, которая будет размещена ниже продуктивного пласта, должна быть представлена бездобавочным тампонажным раствором с пониженным водосодержанием (В/Ц не более 0,4), особенно при наличии подошвенных вод, в целях предупреждения преждевременного обводнения.

По окончании цементирования скважина выдерживается в течение времени, требуемого для затвердевания тампонажного раствора.

Таким образом, при взаимодействии водного раствора соляной кислоты с материалом заглушек произойдет их растворение. Температура окружающей среды в результате процесса взаимодействия увеличится. В формирующейся структуре цементного камня карбонат аммония разлагается с выделением углекислого газа и аммиака, что способствует протеканию дальнейших процессов, связанных с формированием пористой структуры цементного камня. Образующийся в результате реакции взаимодействия соляной кислоты и магния водород вызывает повышение давления в скважине. Для обеспечения притока газа из пласта и образования проницаемой структуры в цементном камне необходимо создать депрессию.

Предлагаемое решение проблемы пескопроявлений при эксплуатации скважин позволит сохранить коллекторские свойства пласта и сократить сроки освоения скважины, однако сложная технология проведения работ снижает вероятность получения необходимой проницаемой пористой структуры цементного камня в скважинных условиях.

На основе анализа применяемых способов предотвращения выноса пластового песка в скважину выявлено, что многообразие применяемых на практике материалов и составов на их основе способствует повышению эффективности эксплуатации скважин. Однако поиск более эффективных материалов и технологий их применения продолжается. Помимо этого, увеличение числа месторождений, выходящих на завершающую стадию разработки, делает актуальной задачу совершенствования существующих и создания новых технологических жидкостей для укрепления слабосцементированного коллектора.

В результате анализа современного состояния вопроса укрепления слабосцементированной ПЗП можно сделать следующие выводы:

1. Применяемые при бурении и ремонте скважин технологические жидкости оказывают значительное влияние на коллекторские свойства продуктивных пластов, сложенных рыхлыми слабосцементированными породами. Поэтому важной задачей является исследование влияния технологических жидкостей на набухание глинистого материала и проведение анализа полученных результатов.

2. Для скважин, ПЗП которых характеризуется наличием каверн, эффективным способом укрепления пород является создание искусственного коллектора из проницаемого цементного камня путем применения газоцементного тампонажного раствора. Однако его использование ограничивается неудовлетворительными технологическими свойствами: преждевременным газовыделением и повышенным динамическим напряжением сдвига.

3. Одним из перспективных направлений в области совершенствования технологических жидкостей для укрепления ПЗП на начальной стадии пескопроявления является применение растворов на силикатной основе и составов на основе гидролизующихся полифункциональных кремнийорганических соединений, способных образовывать в пластовых условиях полиорганосилоксановые полимеры с хорошими адгезионными характеристиками к породе и селективными свойствами.

## ГЛАВА 2 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОСТАВОВ НА СИЛИКАТНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ УКРЕПЛЕНИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ПОРОД

### 2.1 Применение силикатных систем для укрепления призабойной зоны пласта

В скважинах с наличием больших интервалов перфорации рассчитывать на укрепление пород всего интервала не представляется возможным. В таких условиях целесообразно укреплять наиболее проницаемые пропластки, причем с расположением их в нижней части.

С учетом особенностей пластовых условий и технических возможностей укреплять ПЗП таких скважин рационально с применением силикатсодержащих реагентов, то есть сложной смесью силикатов натрия, что обусловлено следующими причинами.

Прочность крепления песка составами на силикатной основе в отличие от смол при относительно низкой температуре 10-30 °С увеличивается. Эксплуатационные свойства силикатсодержащих реагентов сохраняются в течение длительного времени (больше года), при этом срок хранения большинства смол не превышает 3-6 месяцев. Раствор на силикатной основе имеет двойственную природу, так как сочетает в себе свойства как электролита (электропроводность), так и полимера (вязкость), но в отличие от органических полимеров, имеющих высокую степень полимеризации, содержит мономерные катионы щелочного металла и полимерные кремнекислородные анионы с гораздо меньшей степенью полимеризации. Помимо этого, растворы на силикатной основе имеют хорошие вяжущие свойства, обладают липкостью и повышенной адгезией к кварцевому песку.

В зависимости от модуля силикатный реагент является сложной смесью силикатов различной степени полимеризации: ортосиликата  $\text{Na}_4\text{SiO}_4$  ( $2\text{Na}_2\text{O}\cdot\text{SiO}_2$ ), метасиликата  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  ( $\text{Na}_2\text{O}\cdot\text{SiO}_2$ ), дисиликата  $\text{Na}_2\text{Si}_2\text{O}_5$  ( $\text{Na}_2\text{O}\cdot 2\text{SiO}_2$ ) и более высококремнеземистых продуктов. Водные растворы силикатного реагента имеют довольно широкое применение в практике

укрепления рыхлых грунтов, что обусловлено легкостью процесса отверждения силикатов различными солями, органическими и неорганическими кислотами.

В нефтегазовой практике известна технология укрепления призабойной зоны скважин составами на силикатной основе с применением отверждающего раствора – гидратированного в спирте хлористого кальция, механизм химического взаимодействия указанных компонентов при связывании песчаных частиц между собой представлен следующим образом [66,67].

Силикаты натрия, входящие в состав силикатного реагента, вступают в гидролитическое взаимодействие с водой:



Уравнения 2.1-2.3 показывают, что в результате взаимодействия входящих в состав жидкого стекла силикатов с водой образуется щелочь, при этом ортосиликат натрия лучше всего растворяется в воде, образуя раствор с повышенным pH (>10,5).

Процесс твердения образованной щелочно-силикатной массы на ранней стадии начинается уже за счет коагуляции и поликонденсации различной степени дисперсности кремниевой кислоты, так как в растворе на силикатной основе присутствует постоянная тенденция к образованию щелочи и выделению коллоидных мицелл кремниевой кислоты в соответствии с вышеприведенными уравнениями [68]. Свободная щелочь вступает в реакцию с поверхностью песчаных частиц, состоящей из кремнезема, с получением силиката натрия:



Полученная соль гидролизуеться с образованием метакремниевой кислоты, коагулирующей при введении электролита –  $\text{CaCl}_2$ , в результате чего выделяется мелкодисперсный силикат кальция, выступающий в роли цементирующего соединения между песчаными зернами:

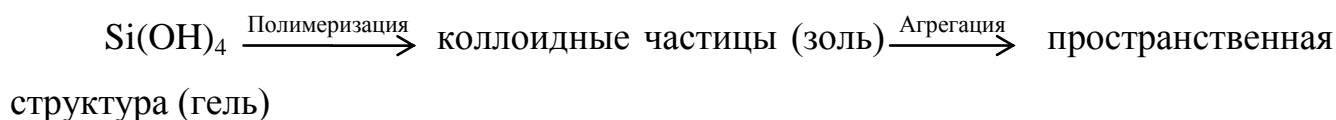




В итоге конечными продуктами реакции взаимодействия силиката натрия и хлорида кальция являются силикат кальция и хлорид натрия:



Согласно ранее проведенным исследованиям [69] выявлено, что гель кремнекислоты получается в 2 стадии: в первую очередь происходит конденсация  $\text{Si}(\text{OH})_4$  до коллоидных частиц, затем с помощью силоксановых связей  $\text{Si} - \text{O} - \text{Si}$  образуется пространственная непрерывная структура. Схему получения кремнегеля можно изобразить следующим образом:



С целью вытеснения избытка силикатсодержащего реагента из фильтрационно-порового пространства для обеспечения проницаемости пласта и исключения смешивания в стволе скважины жидкости на силикатной основе с отверждающим раствором технология обработки ПЗП предусматривает между раствором силикатсодержащего реагента и отверждающим составом применение буферной жидкости [70].

С учетом преимуществ использования состава на силикатной основе и указанного механизма взаимодействия реагентов щелочно-силикатной массы в процессе скрепления кремниевого песка составом, практический интерес представляет собой проведение дальнейших исследований по выбору компонентного состава технологических жидкостей для образования более прочного конгломерата с повышенными показателями проницаемости и прочности.

## **2.2 Совершенствование состава на силикатной основе для укрепления неустойчивых пород**

Основными критериями, определяющими качество крепления слабokonсолидированного интервала призабойной зоны пласта скважины, являются прочность закрепления и сохранение фильтрационно-емкостных

свойств обрабатываемого участка. Помимо этого, важным условием качественного закрепления коллектора является хорошая проникающая способность закрепляющих составов вглубь слабосцементированного песчаника [71,72].

Из промысловой практики известно, что при химическом способе укрепления пласта любыми вяжущими реагентами поровое пространство частично остается занятым продуктами отверждения, вследствие чего проницаемость коллектора частично снижается, что приводит к падению дебита скважины.

В связи с изложенным формируется основная цель исследования данного раздела – повысить технологические показатели путем усовершенствования рецептуры составов технологических жидкостей на силикатной основе за счет следующих модификаций:

- 1) введения в состав вяжущей жидкости эффективной добавки – БР (белкового реагента);
- 2) модификации применяемого на скважинах состава с ВПРГ путем сочетания катионов металлов с различным ионным радиусом в отверждающем растворе.

Полученные составы исследовать по следующим параметрам:

- проникающая способность;
- влияние на ФЕС коллектора;
- прочность закрепленного песчаника.

#### *Используемые материалы*

Реагент «Монасил Н-28» по ТУ 2145-001-75105538-2005, основные показатели которого представлены в таблице 2.1, для приготовления на его основе вяжущего раствора плотностью в диапазоне 1246 – 1280 кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 2.1 – Основные характеристики реагента «Монасил Н-28»

Наименование показателя	«Монасил Н-28»
Внешний вид	Гранулированный порошок белого цвета
Массовая доля оксида натрия (Na <sub>2</sub> O), %	20-24
Массовая доля диоксида кремния (SiO <sub>2</sub> ), %	52-64
Силикатный модуль	2,5-3,1
Скорость растворения, мин	5-30
Потери при прокаливании, массовая доля, %	12-28

Безводные соли хлористого кальция (CaCl<sub>2</sub>) по ТУ 6-09-4711-8, хлористого магния (MgCl<sub>2</sub>) по ТУ 7759-73 и хлористого алюминия (AlCl<sub>3</sub>) по ГОСТ 3759-75 для получения отверждающего раствора плотностью  $\rho=1300$  кг/м<sup>3</sup>.

Реагент марки ВПРГ по ТУ 2458-005-58949915-2004, представляющий собой водорастворимый порошок на основе гидролизованного полиакрилонитрила, реагент применяли в качестве добавки к раствору вяжущего.

Белковый реагент (БР) по ТУ 2439-001-54658598-2002 представляет собой хорошо растворимый в воде мелкодисперсный порошок на основе протеина с включениями кальцита для модификации вяжущего раствора.

С целью усовершенствования состава для укрепления ПЗП за основу была взята укрепляющая композиция, которая представляет собой двухрастворный состав, состоящий из вяжущей жидкости на основе реагента «Монасил Н-28» и отверждающего раствора хлорида кальция.

Применение композиции на силикатной основе для укрепления разуплотненной ПЗП необходимо осуществлять при соблюдении следующих условий: продуктивная неконсолидированная зона должна быть не обводнена, пластовая температура в пределах 20-30 °С, глубина пласта 1000-1800 м.

#### *Лабораторные исследования и стендовые испытания*

При укреплении рыхлой слабосцементированной породы ПЗП основными критериями оптимизации являются прочность крепления и сохранение ФЕС обрабатываемого материала.

С целью улучшения вышеперечисленных критериев предложено в состав вяжущего раствора ввести БР. С химической точки зрения выбор данного реагента обусловлен его совместимостью с силикатсодержащим реагентом и предположением о возможности повышать адгезию молекул силикатного реагента к песчаным частицам за счет наличия в его составе нескольких функциональных групп, способных образовывать дополнительные связи как с породой пласта, так и с адсорбированными на ее поверхности силикат-ионами [73].

С целью определения влияния включения БР в состав вяжущего раствора на его свойства и установление закономерностей взаимодействия реагента с другими компонентами системы было предложено провести математическое планирование эксперимента.

При усовершенствовании состава технологической жидкости для укрепления рыхлых пород продуктивного пласта неорганическими вяжущими материалами на первоначальном этапе устанавливались конкретные зависимости этих реагентов для достижения поставленной задачи – увеличения прочности скрепленного песчаного керна.

С целью решения данной задачи применялись известные статические методы оптимизации процессов [74-75], которые были основаны на планировании экспериментальных исследований по изучению влияния переменных факторов на свойства цементированных песчаных кернов с применением ортогональных планов второго и третьего порядка [76]. Основной задачей планирования эксперимента является понимание и изучение происходящих процессов с целью установления соотношений, связывающих значения переменных факторов и получаемые результаты опыта, путем вывода так называемых уравнений регрессии.

Линейное уравнение регрессии имеет следующий вид:

При двухфакторном эксперименте:

$$Y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_{12}x_1x_2 \quad (2.8)$$

При трехфакторном эксперименте:

$$Y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_{12}x_1x_2 + b_{13}x_1x_3 + b_{23}x_2x_3 + b_{123}x_1x_2x_3 \quad (2.9)$$

где  $Y$  – параметр оптимизации – значение выхода;

$x_1, x_2, x_3$  – относительное содержание компонентов в кодированном масштабе;

$b_0$  – коэффициент свободного члена уравнения регрессии;

$b_1, b_2, b_3$  – коэффициенты при переменных;

$b_{12}, b_{13}, b_{23}, b_{123}$  – коэффициенты эффекта взаимодействия.

Основным требованием, предъявляемым к планам полного факторного эксперимента, является минимизация числа проводимых опытов, в результате которой получают достоверные данные вычисляемых параметров.

При планировании эксперимента переменными факторами являлись дозировки исходных компонентов – «Монасил Н-28», БР и воды, интервалы варьирования которых выбирали с учетом их существенного влияния на параметры оптимизации и условия проведения процесса. В качестве критерия оптимизации выступили прочность при сжатии образцов-кернов и их максимальная конечная газопроницаемость. Перед проведением исследований был произведен расчет необходимого количества испытаний. После завершения эксперимента были обработаны полученные результаты, установлены значения коэффициентов уравнения регрессии и определена их значимость по критерию Стьюдента в соответствии с методикой [73,75], коэффициенты, не прошедшие в установленный диапазон, отбрасывались.

Адекватность уравнений определяли с помощью критерия Фишера по значениям расчетных и экспериментальных данных отклика по крайним точкам плана и трем дополнительным точкам внутри плана. После проверки значимости коэффициентов уравнения регрессии и адекватности уравнения в контрольных точках исследуемого поля приступали к его анализу.

Целью проведения эксперимента являлось установление влияния БР в составе вяжущего раствора, состоящего из «Монасил Н-28» ( $x_1$ ), БР ( $x_2$ ) и воды ( $x_3$ ) – в условиях минимального числа опытов в зависимости от концентрации каждого компонента.

Сочетание всех возможных комбинаций переменных факторов  $x_1$ ,  $x_2$  и  $x_3$  реализуется на 2 уровнях, тогда число опытов при проведении данного исследования будет равно 8.

В таблице 2.2 приведены результаты исследований влияния переменных факторов – концентраций «Монасил Н-28» ( $x_1$ ), БР ( $x_2$ ) и воды ( $x_3$ ) на прочностные свойства скрепленного песчаного зерна. При этом другие факторы закрепляли на одном уровне.

Таблица 2.2 – Влияние компонентного состава раствора на прочность песчаного зерна

Концентрация «Монасил Н-28», $x_1$ (%)		Концентрация БР, $x_2$ (%)		Вода, $x_3$ (%)		Прочность на сжатие сцементированного песчаного зерна через 24 ч твердения при $t=25\text{ }^\circ\text{C}$ , МПа
код.	натур., г	код.	натур., г	код.	натур., г	
+	40	+	1,5	+	88	2,86
+	40	+	1,5	–	80	2,4
+	40	–	0,3	+	88	1,5
+	40	–	0,3	–	80	1,4
–	30	+	1,5	+	88	2,0
–	30	+	1,5	–	80	1,8
–	30	–	0,3	+	88	1,2
–	30	–	0,3	–	80	1,4
0	35	0	0,9	0	84	–

После обработки результатов эксперимента получены линейные уравнения, где величина коэффициента перед переменными и их знак указывают на конкретный вклад каждого переменного в значение величины отклика, в данном случае прочности.

Уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$Y = 1,82 + 0,22x_1 + 0,445x_2 + 0,145x_1 \cdot x_2 + 0,095x_2 \cdot x_3 \quad (2.10)$$

Полученное уравнение регрессии является адекватным (проверка по критерию Фишера) и позволяет провести качественный и количественный анализ каждого переменного фактора на исследуемый параметр.

Таким образом, знак перед коэффициентом регрессии показывает, что увеличение концентрации «Монасил Н-28»  $x_1$ , как и белкового реагента  $x_2$ , но в большей степени, приводит к повышению прочности скрепленного песчаного зерна, количество воды  $x_3$  не влияет на значение отклика, поэтому в уравнении регрессии является незначимой. Проведенная серия опытов и последующий ее анализ позволяют оценить эффекты взаимодействия используемых переменных факторов. Выявлено, что сочетание компонентов  $x_1$  и  $x_2$ ;  $x_2$  и  $x_3$  усиливает совместное влияние на величину прочности зерна в сторону ее увеличения.

Полученное уравнение наглядно показывает, что с целью увеличения прочности обрабатываемого зерна включение в состав вяжущего раствора модифицирующего компонента – белкового реагента – является в полной степени оправданным.

На следующем этапе исследований была проведена серия экспериментов по определению влияния БР различной концентрации в составе вяжущего раствора на предмет воздействия на его реологические характеристики и установления глубины проникновения состава в пласт.

Для проведения эксперимента и необходимых расчетов были приготовлены растворы №№1-6 на основе реагента «Монасил Н-28» путем постепенного добавления при постоянном перемешивании навески последнего в предварительно подогретую до 60 °С воду до полного растворения. При комнатной температуре плотность растворов составляет 1270 кг/м<sup>3</sup> (из расчета 38 г «Монасил Н-28» на 85 мл воды). Затем в растворы №№ 2-5 при непрерывном помешивании вводили БР в количестве 0,3; 0,5; 1 и 1,5 мас. % от массы сухого реагента «Монасил Н-28» соответственно. На основе комбинированного реагента, представляющего собой сухую смесь реагента «Монасил Н-28» и полимера органической природы акрилового ряда – ВПРГ, содержание последнего в составе вяжущего составляет 6 мас. %, приготовлен раствор №6. Компонентный и количественный состав образца №6 соответствует вяжущему раствору, являющемуся составной частью композиции для укрепления ПЗП, которая применяется для укрепления

разуплотненной ПЗП скважин на месторождениях ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и ООО «Газпром добыча Ямбург» в течение 2012-2016 гг. [77].

Одним из критериев, определяющих качество укрепления пласта, является обеспечение беспрепятственной закачки технологических жидкостей в разуплотненный коллектор. В связи с этим важной практической задачей является изучение реологических характеристик вязущих растворов при их прокачке в пласт в первые часы после приготовления [78].

Для этих целей проведены лабораторные исследования вязущих жидкостей путем измерения их реологических характеристик с помощью вискозиметра Fann 35 SA по известным методикам [79]. Результаты измерений представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Реологические показатели вязущих растворов

№ состава*	Компонентный состав вязущего раствора	$\eta$ , мПа·с	$\eta_{эф.}$ , мПа·с	$\tau_0$ , дПа**	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	n
1	Р-р на основе реагента «Монасил Н-28»	6	6,5	4,788 /0,62	4,78/4,78	0,89
2	Р-р на основе реагента «Монасил Н-28» + 0,3 мас. % БР	6	6,5	4,788/1,43	4,78/4,78	0,89
3	Р-р на основе реагента «Монасил Н-28» + 0,5 мас. % БР	7,5	7,75	2,394/1,4	7,18/7,18	0,95
4	Р-р на основе реагента «Монасил Н-28» + 1 мас. % БР	8	8	4,728/0,28	7,18/7,18	0,99
5	Р-р на основе реагента «Монасил Н-28» + 1,5 мас. % БР	8	7,8	4,788/0,95	7,18/7,18	0,99
6	Р-р на основе реагента «Монасил Н-28»+ 6 мас. % ВПРГ	16	16,5	5,516/0,61	7,18/7,18	0,99

Примечание: \* – исследования выполнены при стандартных условиях; \*\* – показатель динамического напряжения сдвига, полученный практическим и теоретическим путем.

По полученным данным лабораторных исследований построена зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига, которая проиллюстрирована на рисунке 2.1.

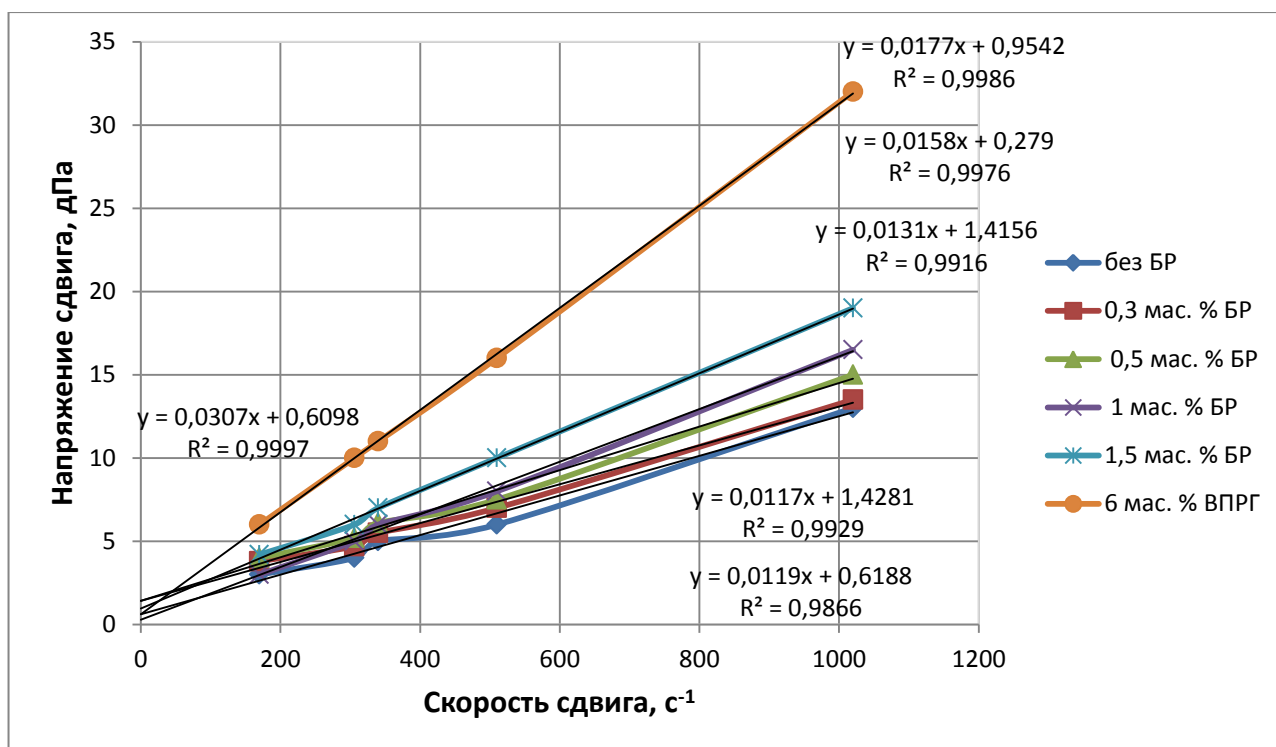


Рисунок 2.1 – Влияние компонентного состава вяжущего раствора на реологическую модель течения жидкости

В соответствии с результатами измерений вяжущие растворы №№1-6 имеют показатель динамического напряжения сдвига  $\tau_0$ . Опираясь на утверждение [80], жидкости, которые при напряжениях ниже критического значения  $\tau_0$  не деформируются, а при больших напряжениях текут подобно вязким жидкостям, подчиняются вязкопластической модели Бингама. Реологическое уравнение при этом имеет вид:

$$\tau = \gamma \eta_p + \tau_0, \quad (2.11)$$

где  $\tau$  – напряжение сдвига, Па,

$\gamma$  – скорость сдвига, 1/с,

$\eta_p$  – пластическая вязкость, Па·с.

Данная модель характеризуется двумя реологическими параметрами:  $\tau_0$  и  $\eta_p$ . Жидкость, соответствующую модели Бингама, можно рассматривать как ньютоновскую среду с переменной вязкостью. Если сравнить закон Ньютона с уравнением (2.11), получим:

$$\eta_a = \tau/\gamma = \eta_p + \tau/\gamma, \quad (2.12)$$

где  $\eta_a$  – кажущаяся вязкость, зависящая от скорости сдвига, Па·с.

Диапазон малых скоростей деформации имеет известные трудности, вследствие чего определить практическим путем точный начальный интервал скоростей деформации жидкостей достаточно сложно. Поэтому для определения реологических постоянных уравнения Бингама к вязущим жидкостям начальный интервал скоростей деформации, установленный практическим путем, не принимается во внимание и при расчетах в качестве предельного значения напряжения используется точка пересечения продолжения прямой с осью напряжений [80].

Представленная на графике зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для вязущих жидкостей №№1-6 представляет собой прямую линию, уходящую в начало координат. Диапазон значений ДНС, установленных с помощью линий тренда, находится в пределах 2,5 дПа. Опираясь на исследования, выполненные в работе [81], где обосновывается, что при значении ДНС в пределах 0-1 Па течение жидкости характеризует собой ньютоновскую модель. На основе представленных исследований и анализа полученных данных формируется вывод о все-таки ньютоновском, а не по закону Бингама, течении вязущих жидкостей.

Ньютоновское течение жидкости представляет собой уравнение (2.13), а наклон этой линии определяет вязкость:

$$\mu = \frac{\tau}{y}, \quad (2.13)$$

где  $\mu$  – пластическая вязкость, Па·с,  $\tau$  – напряжение сдвига, Па,  $y$  – скорость сдвига, 1/с.

Ньютоновский характер движения вязущих жидкостей подтверждают и данные таблицы 2.3, испытуемые вязущие жидкости имеют постоянный показатель  $СНС_{1/10}$ ,  $n$  стремится к 1. Представленные характеристики указывают на отсутствие явления структурообразования и тиксотропии в таких растворах.

На следующем этапе исследований отмечено влияние модифицирующих добавок ВПРГ и БР на свойства вяжущих жидкостей. Более низкие показатели пластической и эффективной вязкости имеют растворы №№2-5, в состав которых включен БР. Кривая вяжущего раствора, в компонентный состав которого включен реагент ВПРГ, расположена значительно выше кривых растворов, содержащих в качестве добавки к основному связующему БР в различных концентрациях. Более высокие значения показателя напряжения сдвига обусловлены введением органического полимера акрилового ряда марки ВПРГ в вяжущий раствор, особенность растворения такого высокомолекулярного соединения заключается в том, что его растворению обычно предшествует процесс набухания и образуются более вязкие растворы по сравнению с растворами низкомолекулярных веществ. Однако, несмотря на наличие полимера органической природы, реологическая модель течения такого раствора относится также к ньютоновской жидкости, т.е. вязкость такой системы не зависит от скорости сдвига. Показатель напряжения сдвига композиций на основе реагента «Монасил Н-28» с введением БР в различной концентрации изменяется в пределах 5 дПа, такой узкий диапазон значений обусловлен особенностями химической структуры БР. Линейное строение и небольшие размеры молекул белкового реагента, в отличие от высокомолекулярных полимеров, способных к образованию пространственных трехмерных структур и значительному увеличению вязкости, способствуют сохранению подвижности раствора и его легкой прокачиваемости в разуплотненный интервал коллектора.

Для того чтобы обеспечить эффективное применение состава для укрепления ПЗП, вторым немаловажным критерием является необходимость доставки укрепляющей жидкости на определенную глубину в разуплотненный интервал коллектора. В связи с этим при осуществлении закачки укрепляющей жидкости существенным моментом является получение технологически необходимых параметров реологических характеристик укрепляющей жидкости, величина которых влияет на зону проникновения жидкости в коллектор и

дальнейшее создание прочного проницаемого песчаного барьера, исключаяющего влияние депрессии при последующей эксплуатации скважины.

Продолжительность эффекта укрепления ПЗП будет напрямую зависеть от радиуса укрепленного экрана (глубины проникновения состава). Глубина проникновения вязущей жидкости в слабосцементированный коллектор в свою очередь будет определяться величиной репрессии  $\Delta P$  при продавливании жидкости в пласт. Величина параметра  $\Delta P$  обуславливается реологическими характеристиками и значением плотности самого вязущего раствора. Прохождение вязущей жидкости через пористую среду разуплотненного коллектора происходит за счет разности забойного и пластового давлений на границе скважина-пласт:

$$\Delta P_{\text{репрес.}} = P_{\text{забойн.}} - P_{\text{пласт.}}, \quad (2.14)$$

где  $P_{\text{забойн.}}$  – величина забойного давления, МПа,

$P_{\text{пласт.}}$  – величина пластового давления, МПа.

Для решения основной задачи – определения глубины проникновения вязущей жидкости в разуплотненный пласт – применяют следующую формулу [82]:

$$R_{\text{ф}} = R_{\text{с}} \sqrt{1 + \frac{1,728 \cdot \Delta P \cdot T \cdot K}{m \cdot \eta \cdot R_{\text{с}}}}, \quad (2.15)$$

где  $\Delta P$  – репрессия на пласт, МПа,

$T$  – время контакта состава с пластом, сут,

$K$  – проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>,

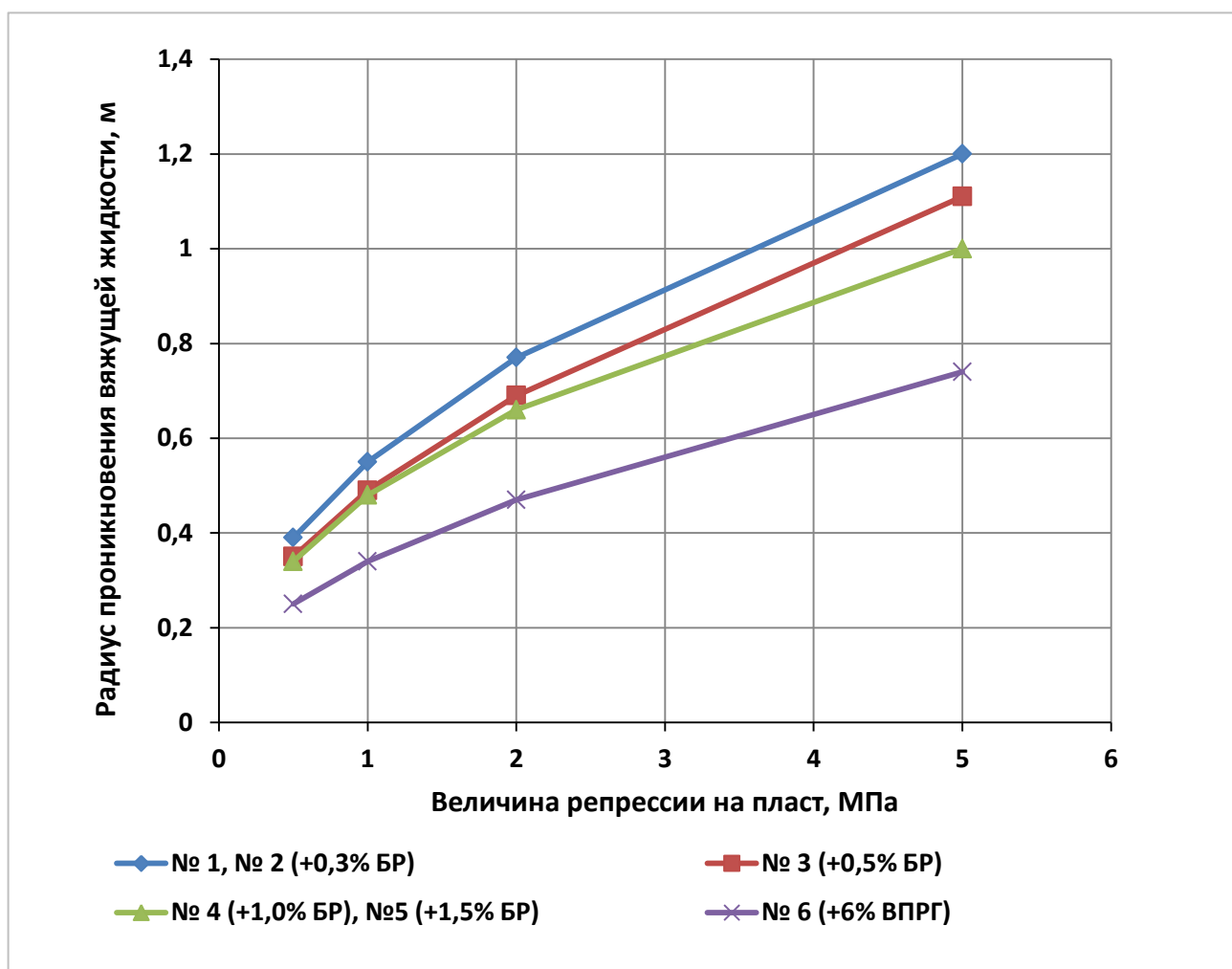
$m$  – открытая пористость, доли,

$\eta$  – вязкость фильтрата, мПа·с.

Для создания прочного и надежно укрепленного интервала укрепляющему составу необходимо проникнуть на минимально достаточную глубину, т.е. радиус проникновения должен составлять не менее 0,5-0,65 м. В таблицах 2.4-2.6 и соответствующих рисунках представлены результаты расчета глубины проникновения состава в слабосцементированный коллектор при различных значениях репрессии на пласт ( $\Delta P$ ) от 0,5 до 5,0 МПа, проницаемости ( $K$ ) от 0,5 до 2,0 мкм<sup>2</sup> и пористости пласта ( $m$ ) от 0,3 до 0,9 долей.

Таблица 2.4 – Влияние величины репрессии на глубину проникновения вязущей жидкости в пласт

№ образца	Пластическая вязкость, мПа·с	Глубина проникновения (при репрессии $\Delta P=0,5$ МПа), м	Глубина проникновения, (при репрессии $\Delta P=1,0$ МПа), м	Глубина проникновения, (при репрессии $\Delta P=2,0$ МПа), м	Глубина проникновения, (при репрессии $\Delta P=5,0$ МПа), м
Без добавки	6	0,39	0,55	0,77	1,2
0,3 % БР	6	0,39	0,55	0,77	1,2
0,5 % БР	7,5	0,35	0,49	0,69	1,11
1,0 % БР	8	0,34	0,48	0,66	1,0
1,5 % БР	8	0,34	0,48	0,66	1,0
6% ВПРГ	16	0,25	0,34	0,47	0,74



Примечания:  $(K, m, R_c, T)=const$ , где  $K=2,5$  мкм<sup>2</sup>,  $m=0,3$  доли,  $R_c=0,11$  м;  $T=1$  сут.

Рисунок 2.2 – Зависимость радиуса проникновения вязущей жидкости от величины репрессии на пласт

Таблица 2.5 – Влияние величины проницаемости продуктивного разуплотненного пласта на глубину проникновения вязущей жидкости в пласт

№ образца	Пластическая вязкость, мПа·с	Глубина проникновения (при проницаемости $K=0,5$ мкм <sup>2</sup> ), м	Глубина проникновения, (при проницаемости $K=1,0$ мкм <sup>2</sup> ), м	Глубина проникновения, (при проницаемости $K=1,5$ мкм <sup>2</sup> ), м	Глубина проникновения (при проницаемости $K=2,0$ мкм <sup>2</sup> ), м
Без добавки	6	0,36	0,47	0,57	0,66
0,3 % БР	6	0,36	0,47	0,57	0,66
0,5 % БР	7,5	0,33	0,49	0,47	0,60
1,0 % БР	8	0,30	0,38	0,45	0,57
1,5 % БР	8	0,30	0,38	0,45	0,57
6% ВПРГ	16	0,22	0,30	0,33	0,41

Примечания: ( $\Delta P$ ,  $m$ ,  $R_c$ ,  $T$ )=const, где  $\Delta P=2,0$  МПа,  $m=0,3$  доли,  $R_c=0,11$  м;  $T=1$  сут.

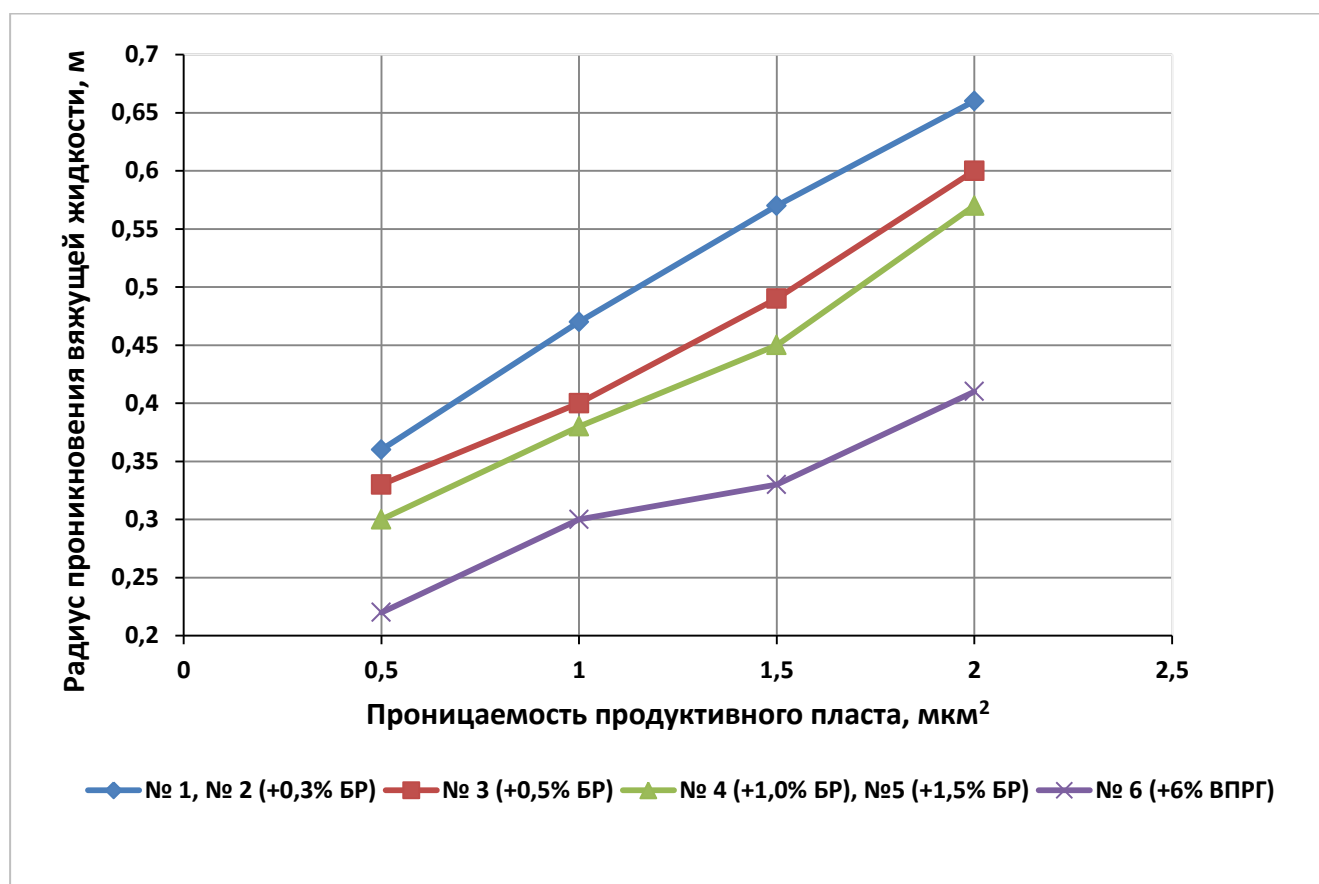


Рисунок 2.3 – Зависимость радиуса проникновения вязущей жидкости от величины репрессии на пласт

Таблица 2.6 – Влияние величины пористости продуктивного разуплотненного пласта на глубину проникновения вязущей жидкости в пласт

№ образца	Пластическая вязкость, мПа·с	Глубина проникновения (при пористости $m = 0,1$ доли), м	Глубина проникновения (при пористости $m = 0,3$ доли), м	Глубина проникновения (при пористости $m = 0,5$ доли), м	Глубина проникновения (при пористости $m = 0,9$ доли), м
1	6	0,98	0,57	0,45	0,34
2	6	0,98	0,57	0,45	0,34
3	7,5	0,87	0,51	0,41	0,31
4	8	0,85	0,49	0,39	0,30
5	8	0,85	0,49	0,39	0,30
6	16	0,61	0,36	0,29	0,23

Примечания: ( $\Delta P$ ,  $K$ ,  $R_c$ ,  $T$ )=const, где  $\Delta P=2,0$  МПа,  $K=1,5$  мкм<sup>2</sup>,  $R_c=0,11$  м;  $T=1$  сут.

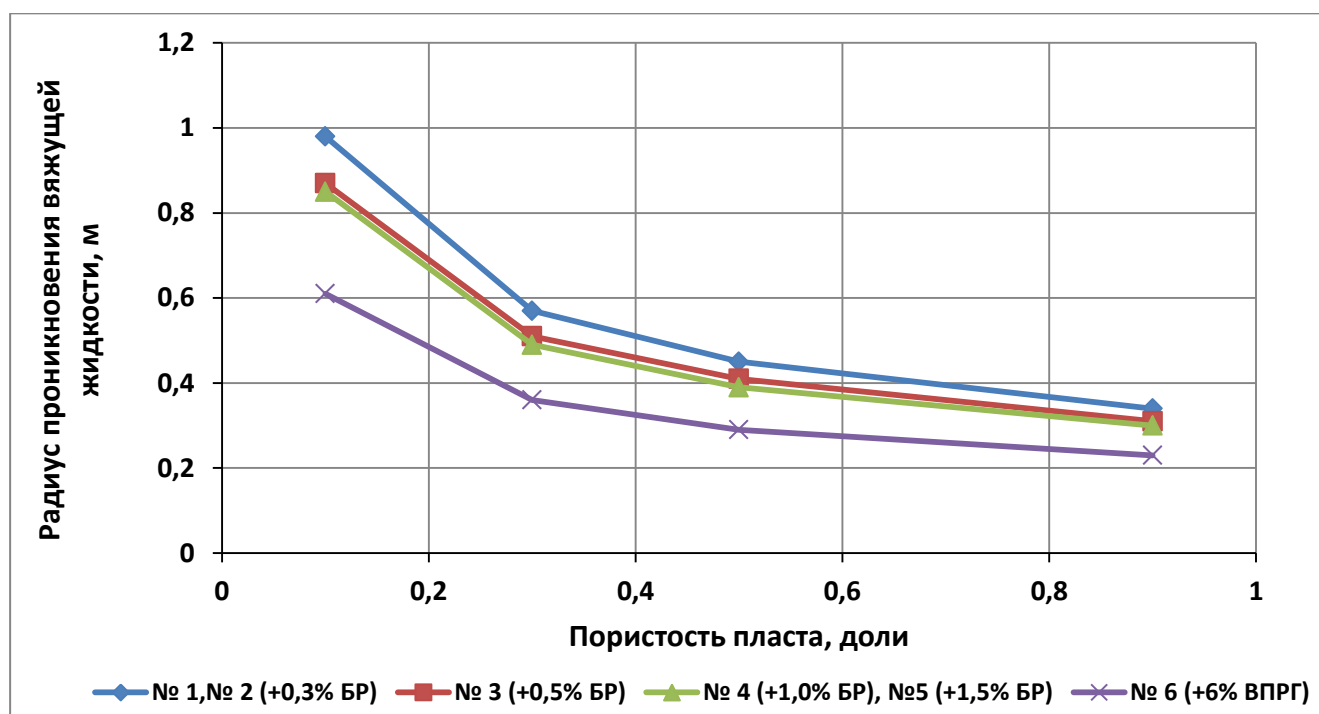


Рисунок 2.4 – Зависимость радиуса проникновения вязущей жидкости от величины пористости пласта

На рисунке 2.5 проиллюстрирована зависимость радиуса проникновения вязущей жидкости от концентрации БР.

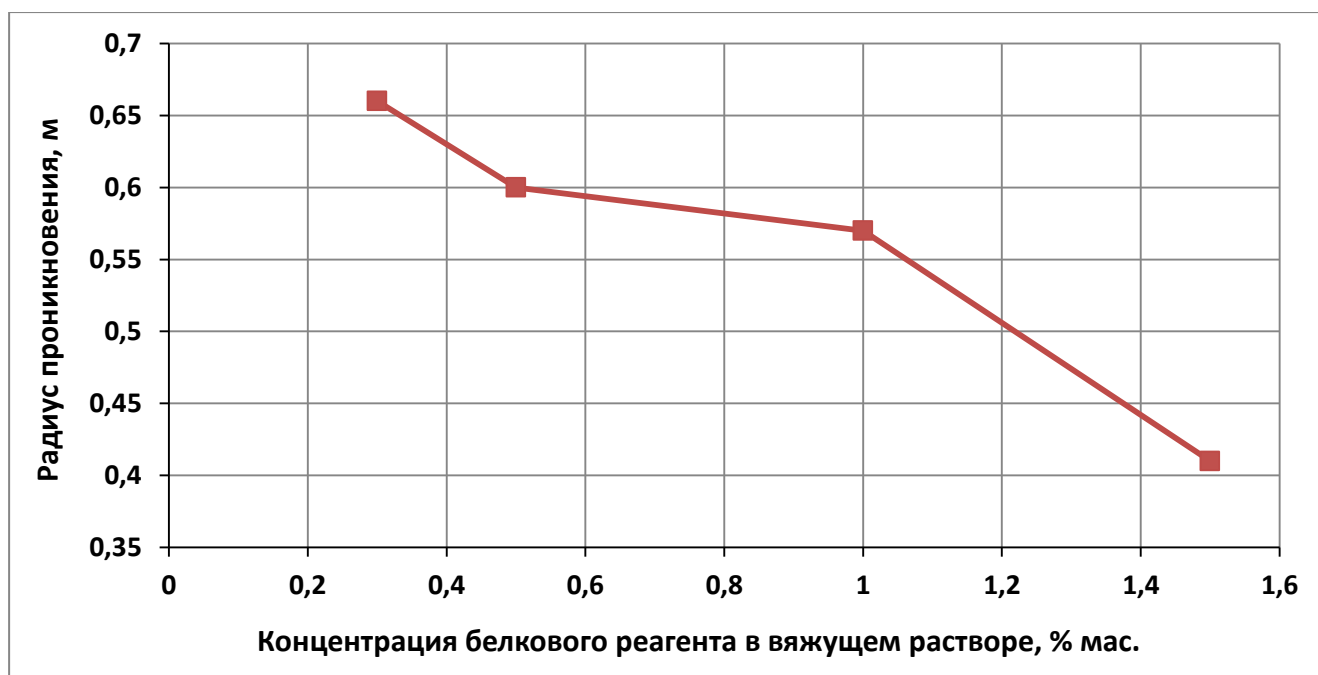


Рисунок 2.5 – Зависимость радиуса проникновения вязущей жидкости от концентрации БР

Опираясь на представленные данные для достижения радиуса проникновения вязущей жидкости в пласт на величину 0,5-0,65 м и создания качественно укрепленного интервала, необходимо под определенные геологические условия пласта К и m подбирать необходимые технологические параметры  $\Delta P$  и T. К примеру, для проникновения вязущей жидкости на глубину 0,5 м при проницаемости пласта в  $1,5 \text{ мкм}^2$  минимально достаточное значение репрессии на продуктивный коллектор будет составлять около 2,0 МПа.

Введение полимерных реагентов – БР и ВПРГ – с целью увеличения прочностных показателей скрепляемого керна приводит к увеличению вязкостных показателей вязущих растворов №№2-5. Это в свою очередь отражается на радиусе проникновения жидкости в сторону его уменьшения. На рисунках 2.2-2.4 проиллюстрировано, что кривые вязущих жидкостей с БР за счет невысокой вязкости лежат выше, чем кривая вязущей с ВПРГ, поэтому в составе вязущего раствора предпочтительней использовать полимер белкового происхождения БР. При этом отмечено, что с увеличением пористости пласта радиус проникновения вязущей жидкости, как с БР, так и с ВПРГ, уменьшается.

Важным моментом при создании репрессии на пласт и прокачке вязущей жидкости в разуплотненный коллектор с целью создания укрепленного интервала является недопущение гидравлического разрыва пород, которое устанавливается согласно условию:

$$P_{\text{пл.}} + \Delta P_{\text{репр.}} < P_{\text{заб.}} < P_{\text{грп.}}, \quad (2.16)$$

Тогда можно записать условие, ограничивающее величину создаваемой репрессии при закачке вязущей жидкости в разуплотненный коллектор:

$$\Delta P_{\text{репр.}} < P_{\text{грп.}} - P_{\text{пл.}} \quad (2.17)$$

Для расчета давления гидроразрыва пласта  $P_{\text{грп}}$  применяют известную формулу Б.А. Итона:

$$P_{\text{грп}} = P_{\text{пласт.}} + \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \cdot (P_{\text{геост.}} - P_{\text{пласт.}}), \quad (2.18)$$

где  $P_{\text{грп}}$  – давление гидроразрыва пласта, МПа,

$P_{\text{пласт.}}$  и  $P_{\text{геост.}}$  – пластовое и геостатическое давление, МПа,

$\nu$  – коэффициент Пуассона (для песчанистого пласта  $\nu=0,38-0,45$ ).

Тогда неравенство (2.17) можно записать следующим образом:

$$\Delta P_{\text{репр.}} < \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \cdot (P_{\text{геост.}} - P_{\text{пласт.}}) \quad (2.19)$$

Таким образом, по формулам 2.17-2.18 можно вычислить допустимое значение репрессии вязущей жидкости на пласт, при котором можно создать оптимальный радиус укрепленного интервала коллектора.

На рисунках 2.6-2.9 для вязущих жидкостей №№1-6 с различными показателями вязкости от 6 мПа·с до 16 мПа·с проиллюстрирована зависимость влияния величины репрессии на глубину их проникновения в неконсолидированный коллектор.

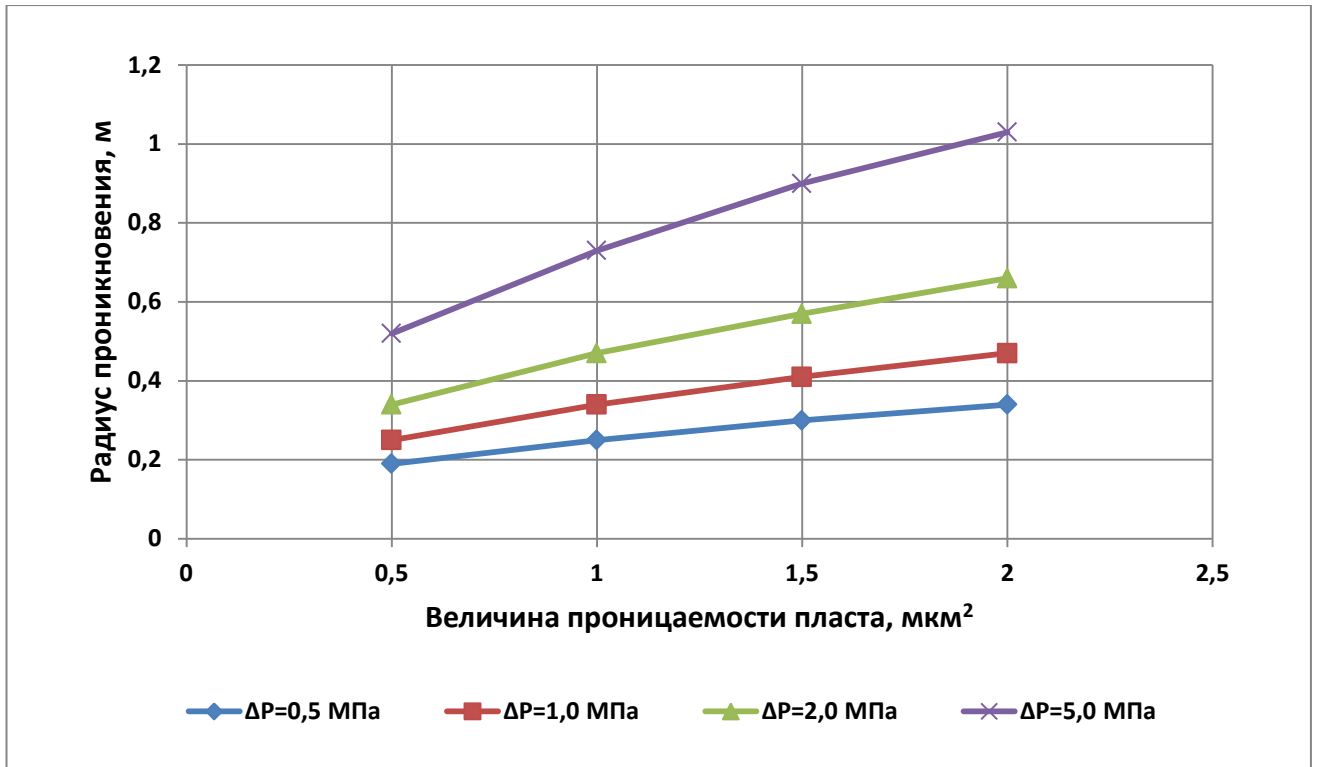


Рисунок 2.6 – Зависимость радиуса проникновения вязущей жидкости № 1, № 2 ( $\eta = 6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ) при различных значениях репрессии от величины проницаемости пласта

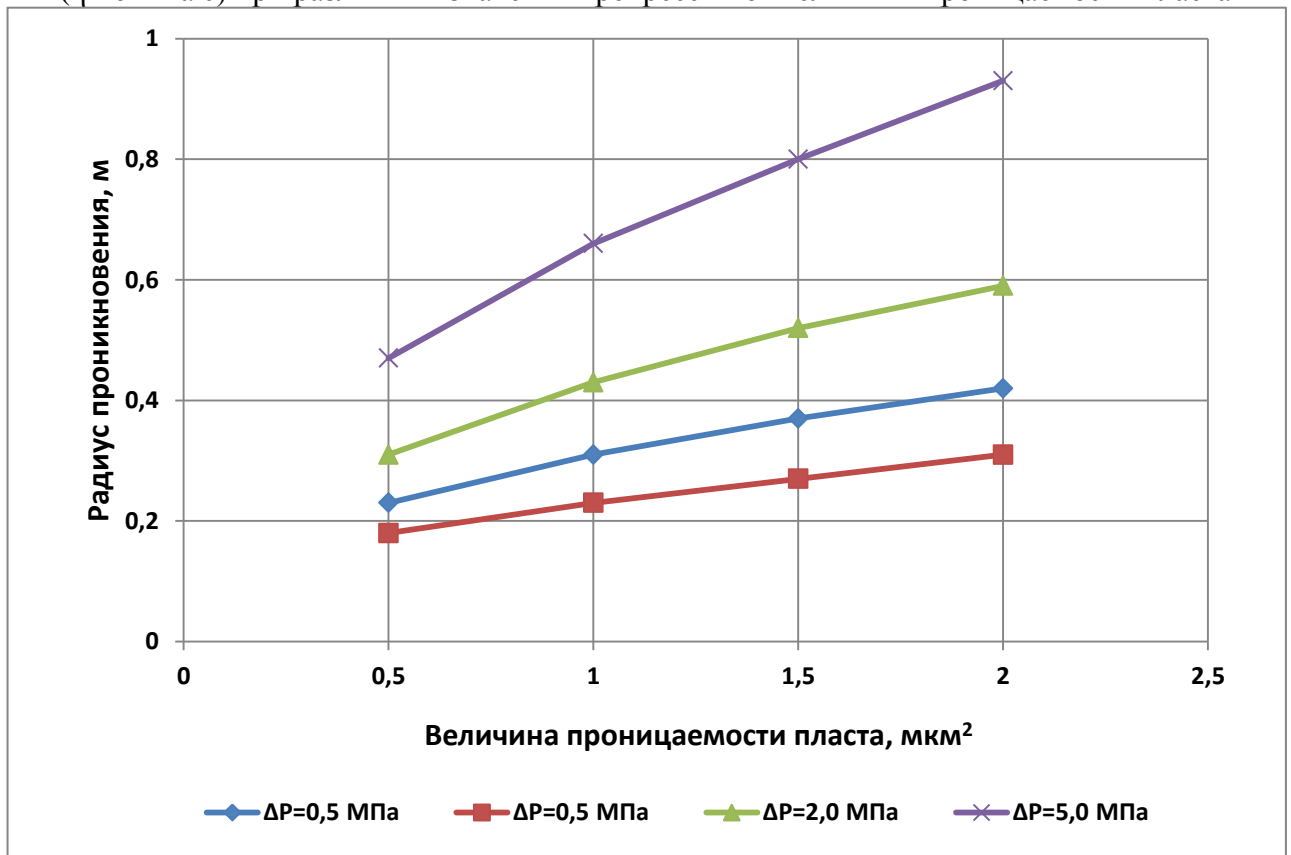


Рисунок 2.7 – Зависимость радиуса проникновения вязущей жидкости № 3 ( $\eta = 7,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ) при различных значениях репрессии от величины проницаемости пласта

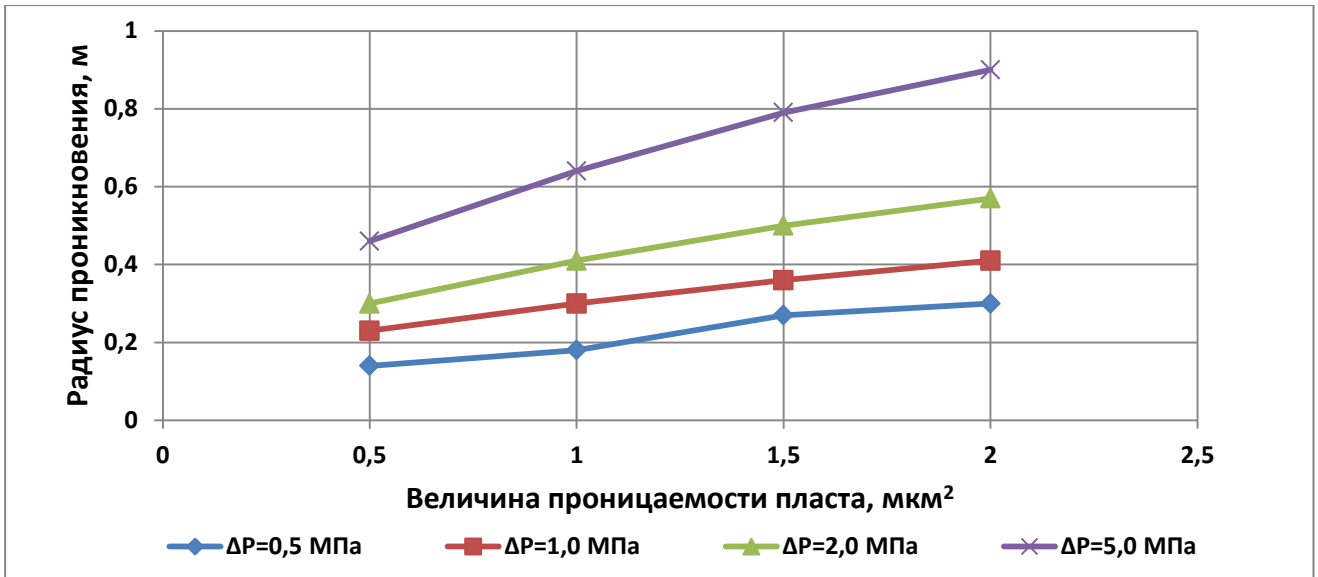


Рисунок 2.8 – Зависимость радиуса проникновения вязкой жидкости № 4, №5 (η= 8 мПа·с) при различных значениях репрессии от величины проницаемости пласта

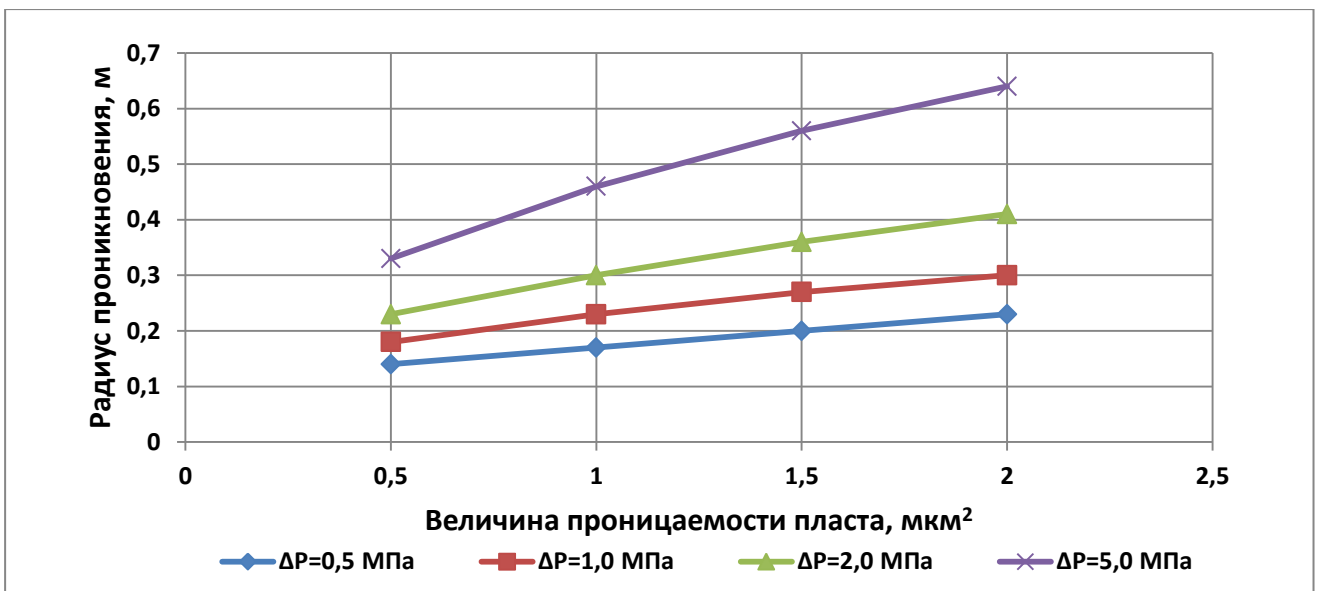


Рисунок 2.9 – Зависимость радиуса проникновения вязкой жидкости №6 (η= 16 мПа·с) при различных значениях репрессии от величины проницаемости пласта

Таким образом, на основе построенных зависимостей в соответствии с рисунками 2.6-2.9 можно определить репрессию на пласт, необходимую для продавки вязких жидкостей с различными показателями вязкости на оптимальную глубину в разуплотненную зону пласта с диапазоном проницаемостей от 0,5 до 2,0 мкм<sup>2</sup>.

Введение в состав укрепляющей вязущей жидкости БР не приводит к изменению ее структурно-реологических характеристик, а течение такой жидкости характеризует собой ньютоновскую модель. Это позволяет доставить вязущую жидкость в неконсолидированный коллектор на необходимую глубину при невысоком значении репрессии – при одинаковых параметрах  $\Delta P=2$  МПа и  $K=1,5$  мкм<sup>2</sup> глубина проникновения вязущей жидкости при введении БР с концентрацией 1 мас. % равна 0,5 м, а при добавлении ВПРГ всего 0,36 м.

На основе проведенных исследований установлено, что при известных значениях реологических характеристик вязущей жидкости и геологических параметров пласта можно определить необходимую величину репрессии на разуплотненный пласт, исключая его гидроразрыв, которая позволит обеспечить технологически достаточную глубину проникновения вязущей жидкости в разуплотненный коллектор.

#### *Испытание образцов на стендовой установке*

Исследования технологических жидкостей, применяемых для укрепления неустойчивых слабосцементированных пород продуктивной зоны пласта, основаны на применяемой в ОАО «СевКавНИПИгаз» методике формирования и испытания скрепленных проницаемых песчаных кернов. Создание сцементированных «образцов-кернов» и определение их газопроницаемости проводили с помощью усовершенствованной установки УИПК-1М [83-86]. В качестве вязущей жидкости были использованы растворы №№1-6 (см. табл. 2.3), отверждаемые раствором хлористого кальция  $\rho=1300$  кг/м<sup>3</sup>. На рисунке 2.10 в направлении слева направо представлены скрепленные составами №№1-6 песчаные керны.

С целью проведения стендовых испытаний применяли просеянный на лабораторном сите кварцевый песок с величиной зерен в диапазоне 0,315-0,63 мм. В кернодержатель с размерами диаметра и высоты 30\*30 мм помещали песок заданного фракционного состава и смачивали по всему объёму водой, затем

последовательно нагнетали технологические жидкости – вязущий раствор – буферная жидкость – отверждающий раствор.



Рисунок 2.10 – Образцы кернов, полученные при обработке укрепляющими составами №№1–6

Полученные образцы кернов на время реакции твердения и подсушивания при температуре 21-25 °С помещали в эксикатор на 1 сутки. Спустя заданный промежуток времени проводили испытания образцов-цилиндров на газопроницаемость. Измерения окончательных размеров высоты и диаметра образцов проводили с помощью штангенциркуля с электронным датчиком вывода данных.

Исследование прочностных свойств кернов [87,88] (показатель прочности на сжатие) определяли с помощью установки ДТС-06-50, предназначенной для испытания асфальтобетонных материалов. Для чего образец керна помещали на плоскую поверхность и с помощью верхней траверсы, скорость перемещения которой составляла 2 мм/мин, осуществляли сжатие керна. Показатель прочности на сжатие определяли по формуле:

$$R_{сж.} = \frac{P}{F}, \quad (2.20)$$

где  $R_{сж.}$  – предел прочности при сжатии, МПа;

$P$  – разрушающая нагрузка, Н;

$F$  – площадь поперечного сечения образца, мм<sup>2</sup>.

Относительную деформацию образца в момент разрушения образца вычисляли следующим образом:

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L_{перв.}}, \quad (2.21)$$

где  $\varepsilon$  – относительная деформация, %;

$\Delta L$  – разность между значениями первоначальной длины образца и длины в момент разрушения, мм;

$L_{\text{перв.}}$  – первоначальная длина образца, мм.

Результаты испытаний приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Влияние компонентного состава вяжущей жидкости на свойства скрепленного песчаного керна

№	Полимерный реагент (ПР), мас. %		Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup>		Коэффициент восстановления проницаемости, $K_{\text{в.п.}}$ , %	Прочность на сжатие $R_{\text{сж.}}$ , МПа	Относительная деформация $\varepsilon^*$ , %
	БР	ВПРГ	До обработки	После обработки			
1	без ПР		2,12	1,74	82,08	1,32	0,5
2	0,3	-	2,04	1,66	81,37	1,44	0,73
3	0,5	-	2,07	1,68	81,16	2,27	1,32
4	1	-	2,05	1,67	81,46	2,86	1,32
5	1,5	-	2,00	1,58	79,00	2,16	1,35
6	-	6	2,03	1,51	74,38	2,63	1,42

Примечание: \* – измерение показателя относительной деформации производили в момент разрушения образца

Выявлено, что оптимальным сочетанием технологических показателей обладает образец керна №4 ( $K_{\text{в.п.}}=81,46$  %,  $R_{\text{сж.}}=2,86$  МПа,  $\varepsilon=1,32$  %). Добавление же в состав вяжущего раствора БР в количестве 1,5 % мас. не приводит к улучшению технологических показателей скрепленного песчаника.

Разрушение образцов керна может происходить по одному из двух путей: оно может быть пластичным или хрупким [89-91]. Эта разделение основано на том, могут ли в скрепленном образце создаваться пластические деформации. Пластическая деформация характерна для материалов, которые способны поглощать большую энергию деформирования до наступления разрушения. Для хрупкого разрушения, напротив, нехарактерны пластические деформации, которые либо очень малы, либо отсутствуют и до разрушения поглощения энергии не происходит. «Пластичность» и «хрупкость» – это лишь условные понятия, а то, каким образом разрушение происходит в действительности, зависит от конкретных обстоятельств. Термин пластичность можно количественно

охарактеризовать относительным удлинением или относительным уменьшением поперечного сечения. Исходя из этого показатель относительной деформации ( $\epsilon$ ) (см. табл. 2.7) косвенно указывает на характер разрушения образца, чем выше эта величина, тем более упруго-пластичным характером разрушения обладает скрепленный образец. При испытании кернов, обработанных составами №№2-5 с добавкой БР и №6 – с ВПРГ, в условиях воздействия нагрузки происходит возникновение внутренних напряжений в матрице зерна, приводящих к разрушению образца, которые частично компенсируются силой адгезии скрепляющего песчаные частицы полимерного материала. По результатам проведенных исследований построен график (рис. 2.11), отражающий взаимосвязь выдерживаемой нагрузки образца от компонентного состава композиции для укрепления ПЗП.

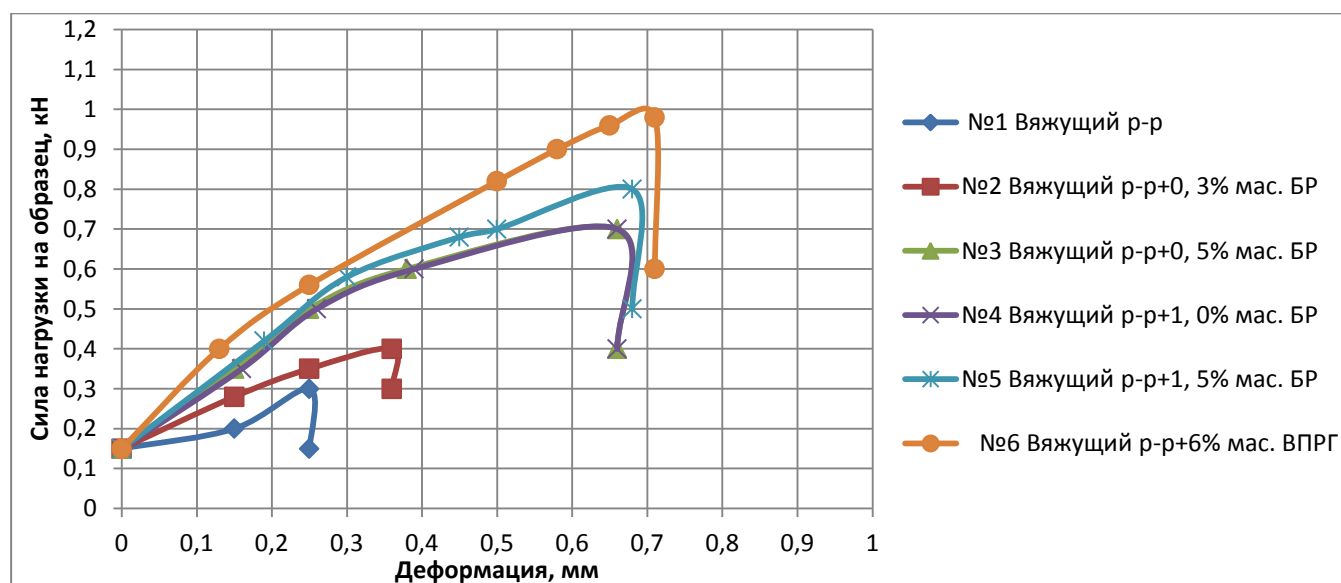


Рисунок 2.11 – Деформация образцов зерна, обработанных укрепляющими составами, от приложенной нагрузки

Введение полимерных реагентов БР и ВПРГ способствует увеличению выдерживаемой нагрузки на образцы зернового материала №№ 2-6 до 1 кН – ВПРГ и в пределах 0,4-0,8 кН – БР. Характер деформации от силы нагрузки при сжатии кернов от чисто «хрупкого» разрушения переходит к более «пластичному», чем обусловлено повышение относительной деформации от 0,5 % для образца № 1 до 1,73 % – для образца № 6.

Известно, что продуктивные пласты находятся в постоянном напряженно-деформационном состоянии, в котором на устойчивость песчаных частиц оказывают влияние такие факторы, как горное и пластовое давления, капиллярные силы и силы трения, адгезия (сцепление) песчинок и аэродинамические силы, возникающие при отборе газа [90].

В связи с этим для полноты исследований прочностных характеристик кернов дополнительно определяли параметр сдвигоустойчивости с помощью специального обжимного устройства по схеме Маршалла [91,92].

Под воздействием вертикальной нагрузки  $F_n$  сдвиг обычно происходит по наклонной плоскости, где действуют нормальные и касательные напряжения, как показано на рисунке 2.12.

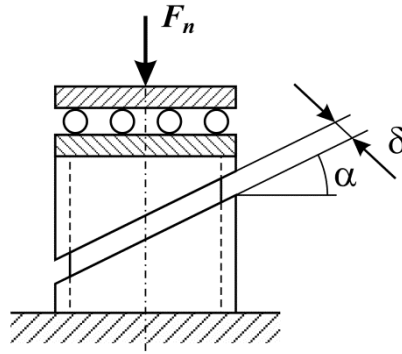


Рисунок 2.12 – Испытание на сдвиг при одноосном сжатии

Работа, затраченная на разрушение образца при одноосном сжатии и сжатии по схеме Маршалла, определяется согласно формуле:

$$A = \frac{P \cdot L}{2}, \quad (2.22)$$

где  $P$  – разрушающая нагрузка, кН;

$L$  – предельная деформация, мм.

Коэффициент внутреннего трения ( $\operatorname{tg} \varphi$ ) определяется по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{3 \cdot (A_m - A_c)}{3 \cdot A_m - 2 \cdot A_c}, \quad (2.23)$$

где  $A_m$ ,  $A_c$  – средняя работа деформирования образцов керн при испытании соответственно по схеме Маршалла и при одноосном сжатии, Дж.

Лабораторный показатель сцепления ( $C_c$ ) вычисляется по формуле:

$$C_c = \frac{1}{6} \cdot (3 - 2 \cdot \operatorname{tg} \varphi) \cdot R_{сж}, \quad (2.24)$$

где  $R_{сж}$  – предел прочности при сжатии, МПа.

Определение таких параметров, как коэффициент внутреннего трения –  $\operatorname{tg} \varphi$  и показатель сцепления –  $C_c$ , применяемых в расчетных методиках по установлению деформационных свойств материалов, с физической точки зрения были введены для описания связи между частицами в некоторых типах грунта [93].

Результаты исследований образцов кернов на сдвигоустойчивость приведены в таблице 2.8.

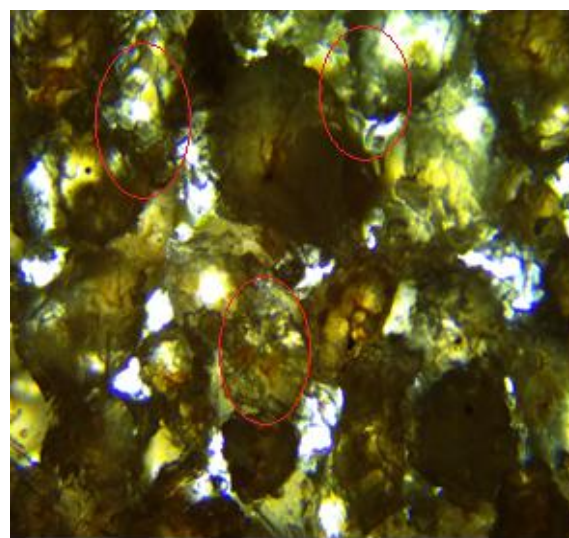
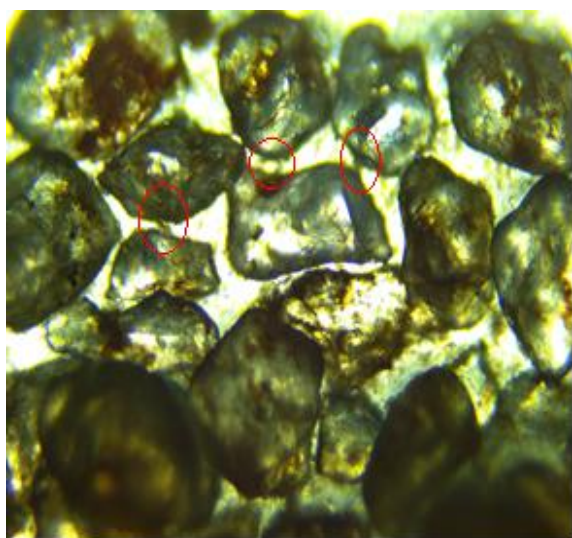
Таблица 2.8 – Результаты испытаний образцов кернов на сдвигоустойчивость

Наименование показателя/№ образца	№1	№2	№3	№4	№5	№6
Разрушающая нагрузка ( $P$ ), кН*	0,2/0,35	0,22/0,38	0,35/0,56	0,44/0,75	0,33/0,58	0,4/0,71
Предел прочности при одноосном сжатии ( $R_{сж}$ ), МПа	1,32	1,41	2,27	2,86	2,16	2,63
Предельная деформация, ( $L$ ), мм*	0,18/0,40	0,26/0,47	0,44/0,84	0,46/0,91	0,35/0,65	0,50/0,91
Работа разрушения образца на одноосное сжатие ( $A_c$ ) и по схеме Маршалла ( $A_m$ ), Дж*	0,02/0,07	0,03/0,09	0,08/0,24	0,10/0,34	0,06/0,19	0,10/0,32
Коэффициент внутреннего трения образца, $\operatorname{tg} \varphi$	0,89	0,87	0,86	0,88	0,87	0,9
Показатель сцепления при сдвиге ( $C_c$ ), МПа	0,27	0,30	0,48	0,60	0,45	0,55
Примечания: * – через косую черту (/) представлены показатели при одноосном сжатии и сжатии по схеме Маршалла.						

Результаты исследований показали, что наибольший показатель сцепления при сдвиге ( $C_c$ ) имеют образец №4, обработанный составом, содержащим 1 мас. %

БР, и образец №6, полученный при воздействии состава, содержащего реагент ВПРГ. При концентрации БР 1,5 % показатель сцепления заметно снижается, по-видимому, такой процесс обусловлен появлением «мостиковых» связей [94] между молекулами БР и сокращением зон контакта БР с песчаной поверхностью [95,96].

Для изучения структуры скрепленных образцов кернов и характера связывания песчаных частиц между собой были сделаны микрофотографии. На рисунке 2.13 проиллюстрировано увеличенное в 4000 раз изображение скола керна, скрепленного составом №4, где красным контуром обведено связующее вещество, расположенное в зоне контакта песчинок, при этом сохраняется высокая проницаемость порового пространства, которое остается свободным для беспрепятственного прохождения через него газового флюида [97,98].



а) Керна, обработанный композицией №4

б) Керна, обработанный композицией №6

Рисунок 2.13 – Микрофотографии кернов

Скрепляющее песчаные зерна вещество, полученное в результате обработки керна композицией №6, практически полностью заполняет поровое пространство (рис. 2.13, б), что обуславливает снижение проницаемости до 74,38 % при достаточно высоких прочностных показателях керна  $R_{сж} = 2,63$  МПа (см. табл. 2.7).

Структура песчаника, скрепленного составом №4, показана на сделанной в формате 3D фотографии, иллюстрирующей скол образца керна (рис. 2.14). Зоны, выделенные сплошным оранжевым цветом, соответствуют песчаным зернам, а неровные участки с отсутствием четкого контура – связующему веществу.

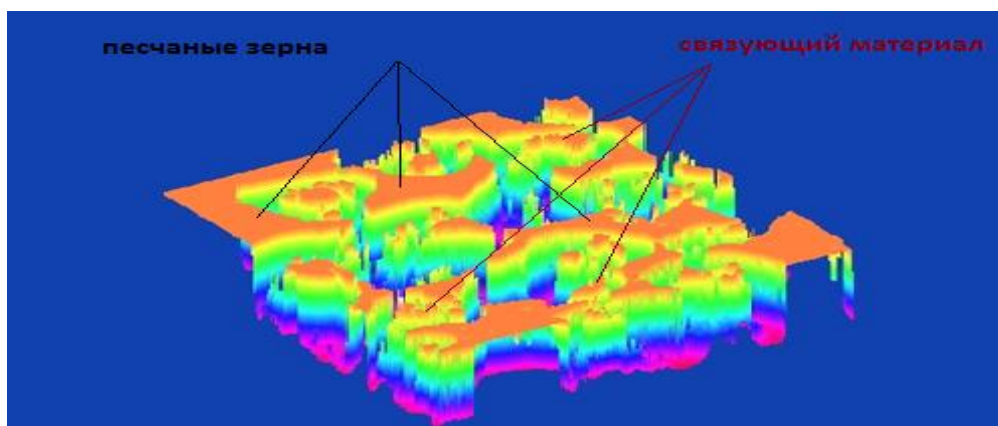


Рисунок 2.14 – 3D фотография песчаника, скрепленного композицией №4

#### *Исследование на ИК-спектрометре*

Внешний вид и качество цементирующего вещества, получаемого при взаимодействии вяжущего и отверждающего растворов, определяли при визуальном осмотре в конических колбах (рис. 2.15).



Рисунок 2.15 – Образцы цементирующего вещества, полученные при взаимодействии вяжущей и отверждающей жидкостей (№№1-6 слева-направо)

По результатам исследований согласно таблице 2.9 определено, что образование цементирующего вещества происходит в течение 1 суток, а объём свободной воды наименьший у образцов №2 (0,5 мас. % БР) и №3 (1,0 мас. % БР). Значительный объём свободной жидкости и небольшое количество осадка

основного связующего вещества в образце №6 обусловлено наличием побочной реакции, согласно которой ион кальция, содержащийся в отверждающей жидкости, расходуется на связывание карбоксильных групп, имеющих в структуре органического компонента ВПРГ с получением упругой эластичной массы. При этом не происходит связывание силикат-ионов с образованием основного цементирующего песчаные зерна вещества.

Таблица 2.9 – Исследование осадка цементирующего вещества

№	Состав* (вяжущий/ отверждающий)	Внешний вид			Объём свободной воды $V_{\text{св. воды}}$ , МЛ	
		Время наблюдения			1 сут.	3 сут.
		1 час	1 сут.	3 сут.		
1	«Моносил Н-28»/ $\text{CaCl}_2$	кристаллический осадок с белыми вкраплениями	увеличение площади распространения белого осадка**	Без изменений	3,5	4,7
2	(«Моносил Н-28»+ 0,3% мас. БР)/ $\text{CaCl}_2$	кристаллический осадок с белыми вкраплениями	увеличение площади распространения белого осадка**		3,5	4,5
3	(«Моносил Н-28»+ 0,5% мас. БР)/ $\text{CaCl}_2$	на дне колбы появление хрупкого светло-коричневого осадка	-/ структура коричневого осадка стала более твердой		0,5	1,5
4	(«Моносил Н-28»+ 1,0% мас. БР) / $\text{CaCl}_2$	-/-	-/-		0,8	1,7
5	(«Моносил Н-28»+ 1,5% мас. БР) / $\text{CaCl}_2$	-/-	-/-		2,5	3,5
6	(«Моносил Н-28» + 6% мас. ВПРГ)/ $\text{CaCl}_2$	осадок аморфный желеобразный с единичными белыми вкраплениями	-/- белый осадок образовался в верхней части колбы		7,5	10,0

Примечание:  
\* – соотношение вяжущего и отверждающего растворов образцов №1-6 составляет 1:1.  
\*\* – белый осадок представляет собой стекловидный осадок силиката кальция.

С целью выявления качественного состава осадка и характера образуемых химических связей были проведены исследования на ИК-Фурье спектрометре ФТ-801. Пробоподготовка осуществлялась следующим путем: навеску испытуемого вещества массой 0,01 г перетирала в агатовой ступке с 0,2 г бромида калия до мелкодисперсного состояния с последующим прессованием получаемой

однородной порошкообразной массы в таблетку диаметром 2 мм. Подготовленные образцы испытывали при следующих условиях работы спектрометра: режим – пропускание, разрешение  $4 \text{ см}^{-1}$ , количество сканирований – 32, диапазон волновых чисел от  $4000 \text{ см}^{-1}$  до  $400 \text{ см}^{-1}$ .

Основным связующим веществом, скрепляющим песчаные частицы между собой, является мелкодисперсный силикат кальция, образующийся в результате коагуляции метакремниевой кислоты при введении электролита  $\text{CaCl}_2$  [99-102].

На ИК-спектре образца №1 (рис. 2.16) выявлены полосы поглощения в области  $873$  и  $973 \text{ см}^{-1}$ , которые характеризуют асимметричные колебания связи Si-O-Si, а также асимметричные и симметричные валентные колебания концевых связей Si-O в тетраэдрах  $[\text{SiO}_4]^{4-}$ .

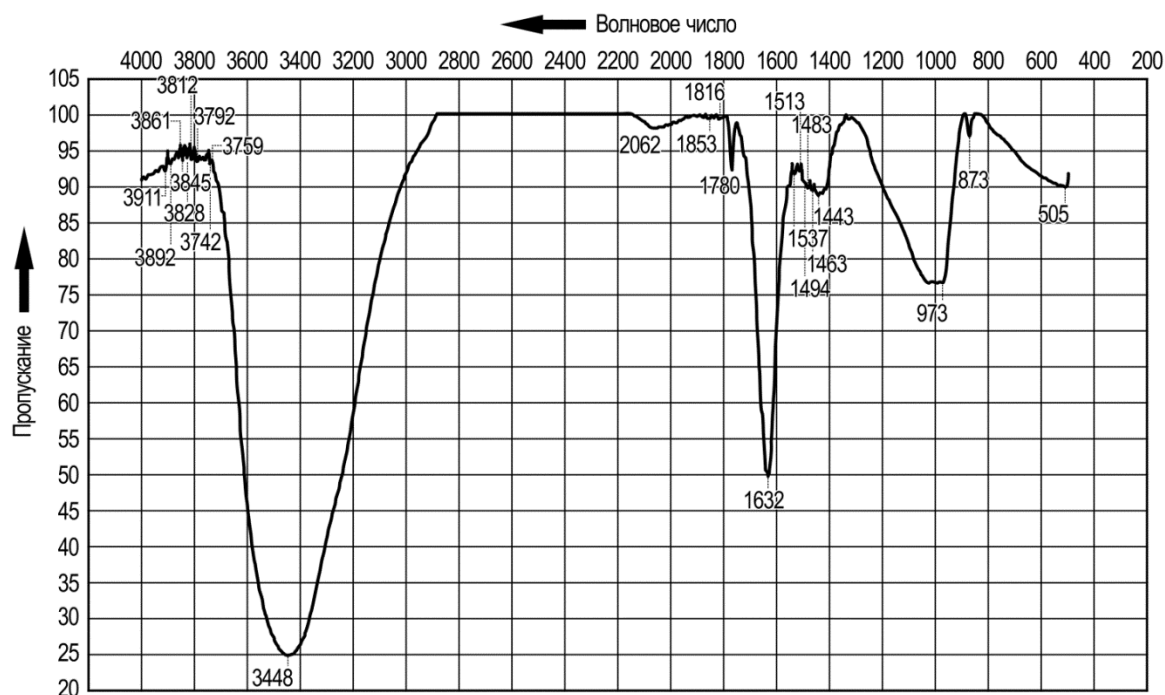


Рисунок 2.16 – ИК-спектр осадка образца №1, полученного при взаимодействии вяжущего раствора на основе реагента «Монасил Н-28» и отверждающего раствора хлорида кальция

При подготовке пробы к анализу происходит контакт с воздушной средой, поэтому всегда в небольшом количестве обнаруживается ион  $\text{CO}_3^{2-}$  и адсорбированная вода. Валентным колебаниям связи С-О соответствует полоса поглощения  $1494 \text{ см}^{-1}$ . Полосы поглощения в области  $1632 \text{ см}^{-1}$  и  $3448 \text{ см}^{-1}$  соответствуют колебаниям О-Н связи и отвечают деформационным и валентным

колебаниям адсорбированной кристаллизационной воды [103]. Полоса поглощения в области  $505\text{ см}^{-1}$  связана с колебаниями связи кальция с кислородом Ca-O. Полученные данные подтверждают наличие основного связующего песчаные частицы материала силиката кальция, в структуре которого имеется адсорбированная кристаллизационная вода.

Иначе выглядят ИК-спектры образцов осадков, в составе которых присутствует БР (рис. 2.17). В вязущем растворе, в котором  $\text{pH} > 7$ , при диссоциации БР активизируется карбоксильная группа протеина и молекула белка приобретает отрицательный заряд.

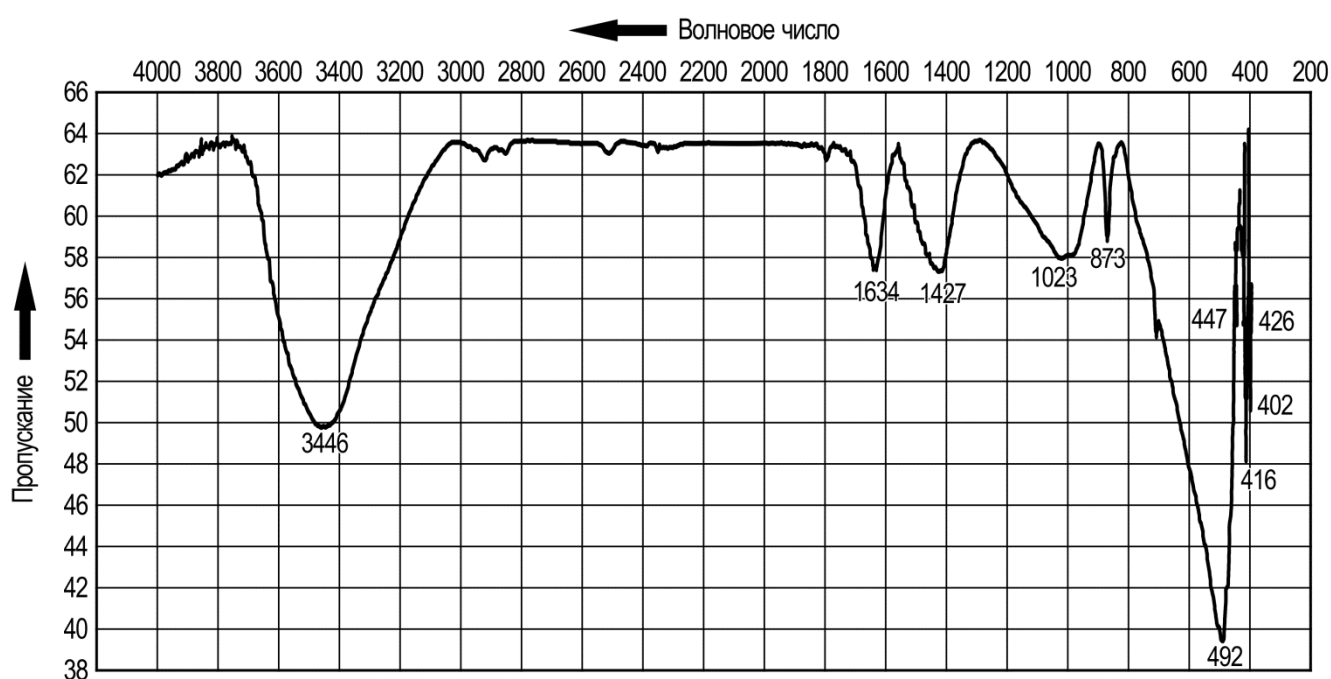


Рисунок 2.17 – ИК-спектр осадка образца №4, полученного при взаимодействии вязущего раствора на основе реагента «Монасил Н-28» и БР с отверждающим раствором хлорида кальция

В результате происходит взаимодействие карбоксильной группы белка с ионом кальция, который выступает в качестве связующего звена между отрицательно заряженной молекулой протеина и адсорбированным на поверхности песчаной частицы силикат-ионом, на что указывает появление полосы поглощения в области  $492\text{ см}^{-1}$ , которая соответствует низкочастотной области и отвечает колебаниям связи O-Ca-O. За деформационные колебания концевых связей O-Si-O и колебания связей кальция с кислородом в Ca-O также отвечает полоса поглощения в области  $416\text{ см}^{-1}$  [104].

Интерпретация данных ИК-спектроскопии образца № 4 проиллюстрирована на рисунке 2.18 в виде схемы, на которой отображен механизм контакта скрепляющего вещества с поверхностью песчаной частицы и зерен песка между собой.

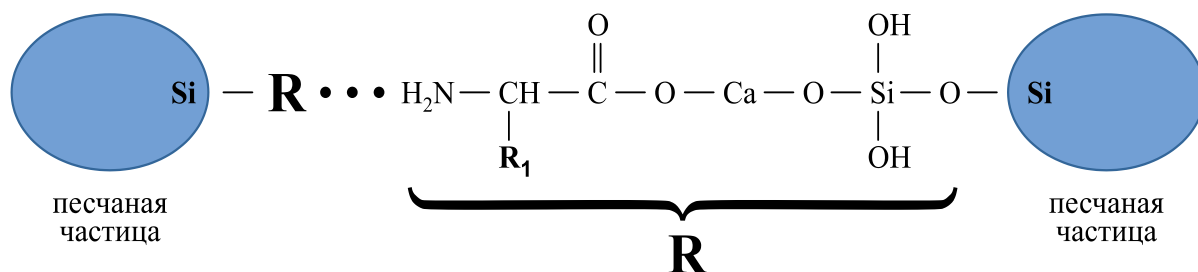


Рисунок 2.18 – Схема химического взаимодействия компонентов укрепляющего состава: вяжущего раствора «Монасил Н-28» с БР и отверждающего раствора хлорида кальция с поверхностью песчаной породы:  $\text{R}_1$  – углеводородный радикал.

Введение БР в состав на силикатной основе способствует упрочнению связи основного скрепляющего вещества гидросиликата кальция с породой пласта благодаря явлению «обволакивания» адсорбированных на поверхности песчаных частиц силикат-ионов молекулами БР, что способствует повышению прочности консолидированного песчаного образца. Введение белкового реагента в рецептуру укрепляющего состава придает скрепленному песчаному массиву пластичные свойства, тем самым способствуя повышению сопротивляемости пласта к различного рода нагрузкам.

На основании проведенных исследований по определению реологических свойств закрепляющих жидкостей, установлению глубины проникновения жидкостей в разуплотненную зону, вычислению прочностных и фильтрационно-емкостных характеристик песчаных кернов после обработки закрепляющими композициями, а также выявлению качественного состава цементирующего вещества, установлена оптимальная концентрация белкового реагента в составе вяжущей жидкости, составляющая 1 мас. % от массы сухого вещества «Монасил Н-28». Рецептура состава представлена в таблице 2.10

Таблица 2.10 – Рецептатура укрепляющего состава

Состав	Компоненты	г/100 мл раствора
Вязущий раствор	Монасил Н-28	38
	БР	0,38
	Вода	85
Отверждающий раствор	Хлорид кальция	48
	Вода	85

Полученный усовершенствованный состав для укрепления ПЗП имеет следующие характеристики:

- 1) Реологическая модель вязущей жидкости – ньютоновская, что позволяет ее беспрепятственно прокачивать в микроканалы и поры продуктивного пласта;
- 2) Предел прочности скрепленного песчаника при сжатии возрастает на 1,54 МПа и составляет 2,86 МПа;
- 3) Коэффициент восстановления проницаемости керна практически сохраняется (уменьшается на 0,62%) и составляет 81,46%.

### **2.3 Усовершенствование рецептуры состава на силикатной основе с ВПРГ для укрепления ПЗП**

Состав для укрепления ПЗП, содержащий в своей рецептуре реагент ВПРГ, имеет хорошие технологические показатели: предел прочности при сжатии составляет 2,63 МПа, коэффициент относительной деформации ( $\epsilon$ ) – 1,42 %, однако коэффициент восстановления проницаемости составляет менее 80%.

В связи с этим практический интерес представляет проведение дальнейших исследований в направлении поиска реагентов и корректировки рецептуры состава для укрепления ПЗП, содержащего реагент ВПРГ, с целью снижения уровня кольтматации порового пространства и сохранения свободного сечения фильтрационных каналов.

Реагент ВПРГ относится к категории водорастворимых полимеров акрилового ряда, широко используемых при бурении и капитальном ремонте скважин [105-108]. Одним из направлений реализации функциональных характеристик акриловых полимеров (АП) является их использование в качестве эффективного вяжущего материала, скрепляющего пылевидные частицы пласта и предотвращающего их вынос в скважину за счет создания прочного трехмерного каркаса укрепляемой зоны при смешении с коагулянтом – раствором соли  $\text{CaCl}_2$  – в составе для укрепления ПЗП [109]. Введение АП марки ВПРГ в количестве 6 % в раствор вяжущего (композиция №6 табл. 2.7) способствует повышению прочностных характеристик обрабатываемого песчаника за счет образования в зоне контакта песчинок резиноподобной гелевой массы, получаемой в результате коагуляции полимера под воздействием катиона кальция. Однако получаемый гель имеет недостаточно плотную эластичную структуру и с течением времени имеет тенденцию к выделению несвязанной воды (синерезису), указанное способствует коагуляции порового пространства продуктивного пласта и снижению одного из основных критериев, определяющих качество укрепления скважин – проницаемости коллектора, что в конечном итоге приводит к падению дебита скважины.

С целью установления причин снижения проницаемости керна, при его обработке композицией, содержащей в своем составе полимер, а именно реагент марки ВПРГ (см. табл. 2.7), был более подробно рассмотрен химизм взаимодействия ВПРГ с другими солями поливалентных металлов, которые могут быть использованы в составе отверждающей жидкости.

Для определения характера взаимодействия ВПРГ с солями поливалентных металлов более подробно рассмотрена его химическая природа. Реагент ВПРГ представляет многокомпонентную смесь макромолекул – натрийсодержащих карбоксильных и небольшого количества до 5-10% нитрильных и амидных групп. Полимерная цепь скрепляется прочными углерод – углеродными связями, которые придают ей гидролитическую и термоокислительную устойчивость. Большое количество активных групп и атомов водорода, расположение

функциональных групп непосредственно у главной цепи обуславливают гибкость и развернутость молекул полимера, обеспечивая их прочное закрепление на поверхности песчаной породы. Химическая формула ВПРГ представлена на рис. 2.19:

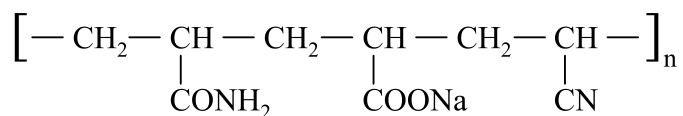


Рисунок 2.19 – Структурная формула ВПРГ

В результате диссоциации полимера в водном растворе карбоксильные группы приобретают отрицательный заряд и при взаимном столкновении энергично отталкивают друг друга, вследствие чего молекула приобретает форму вытянутого «стержня». Высокую реакционную способность ВПРГ определяют именно карбоксильные группы, которые активно вступают во взаимодействие с солями поливалентных металлов с образованием различных гелей, структура и свойства которых определяются коагулирующим воздействием катиона металла [110,111].

Проведение исследований базировалось на подборе таких комбинаций хлористых солей, которые позволили бы получить гель с удовлетворительными технологическими свойствами – высокой плотностью, хорошей эластичностью и минимальным кольматирующим эффектом, отличающийся от геля, полученного в результате реакции ВПРГ с  $\text{CaCl}_2$ . Известно, что вышперечисленные свойства геля зависят от оптимального подбора величин эффективных радиусов пар катионов. Катионы с радиусом  $<0,095$  нм способствуют глобулизации молекул полимера, а катионы с радиусом  $>0,095$  нм приводят к образованию межмолекулярных связей [111].

Реакция взаимодействия компонента вяжущей жидкости – полимера ВПРГ – идет за счет связывания карбоксильных групп соседних молекул полимера катионом  $\text{Ca}^{2+}$ , чей ионный радиус составляет 0,106 нм, с образованием эластичного липкого геля, склонного с течением времени к синерезису, то есть выделению воды, имеющейся в структуре геля. В соответствии с утверждением

[105] синерезис – это процесс выделения жидкой фазы из дисперсной структуры (геля), сопровождающегося уменьшением его объёма.

Приведенный вывод подтверждает представленный на рисунке 2.20 ИК-спектр образца №6 (см. табл. 2.7), осадок которого представляет собой результат реакции компонентов вяжущего раствора «Монасил Н-28» и ВПРГ с раствором хлорида кальция. Согласно интерпретации данных ИК-спектроскопии выявлена обширная полоса в области  $485\text{ см}^{-1}$ , которая характерна для связи Са–О.

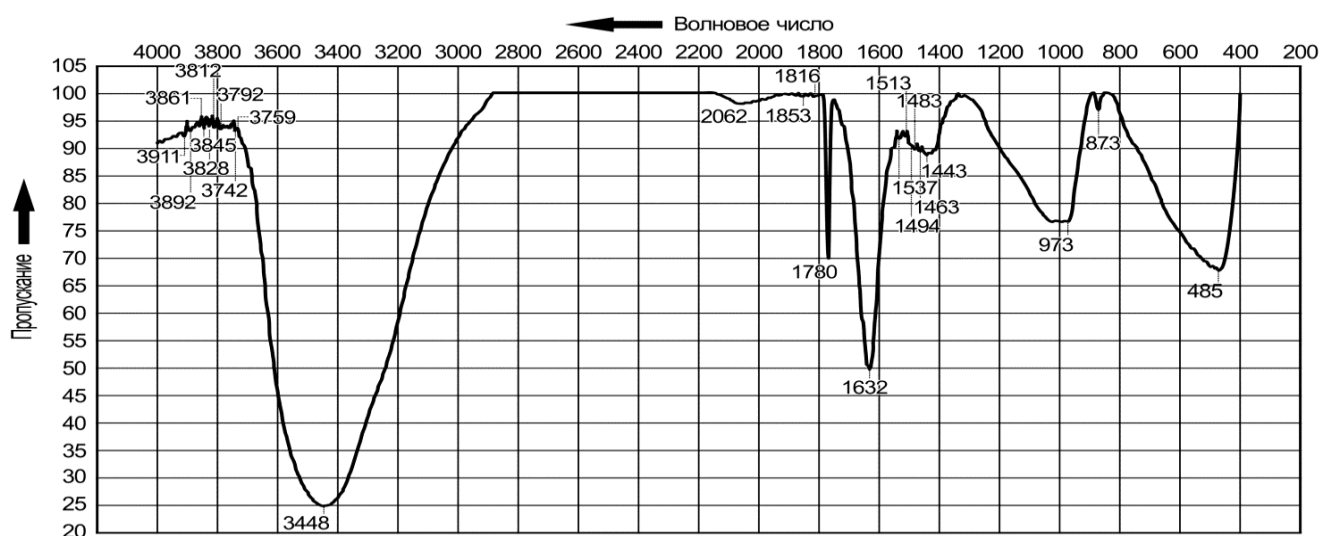


Рисунок 2.20 – ИК-спектр осадка образца №6, полученного при взаимодействии компонентов вяжущего раствора, силиката натрия и ВПРГ, с отвердителем – раствором хлорида кальция

Такое явление связано с тем, что катион кальция связывает не только силикат-ионы с образованием основного связующего материала силиката кальция, но и расходуется на связывание карбоксильных групп молекул органического полимера между собой с получением рыхлого геля, способного заблокировать фильтрационные каналы. Валентные колебания карбонильной связи  $\text{C}=\text{O}$ , входящей в состав карбоксильной группы органического полимера, отражены на ИК-спектре появлением полосы слабой интенсивности в области  $1780\text{ см}^{-1}$ .

С целью улучшения структуры получаемого геля был произведен подбор коагулянтов – хлористых солей поливалентных металлов, осуществляемый согласно следующим критериям:

- эффективный ионный радиус катиона металла  $< 0,095$  нм;
- доступность;
- экологическая безопасность;
- длительный срок хранения.

В полной степени вышеперечисленным требованиям удовлетворяют соли  $\text{FeCl}_3$ ,  $\text{MgCl}_2$  и  $\text{AlCl}_3$ .

Однако сильная гигроскопичность, коррозионная активность и токсичность хлорида железа (III) значительно осложняют его использование в качестве коагулянта, поэтому дальнейшие исследования проводили с солями  $\text{MgCl}_2$  и  $\text{AlCl}_3$ .

Для проведения исследований приготовили следующие растворы:

- 5% -ный раствор ВПРГ плотностью  $\rho = 1240$  кг/м<sup>3</sup>;
- растворы №№1–6 на основе  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{MgCl}_2$  в долевом соотношении солей: 1:0; 0,8:0,2; 0,6:0,4; 0,4:0,6; 0,2:0,8; 0:1 соответственно;
- растворы №№1–6 на основе  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{AlCl}_3$  в долевом соотношении солей: 1:0; 0,8:0,2; 0,6:0,4; 0,4:0,6; 0,2:0,8; 0:1 соответственно.

Осаждение полученного раствора полимера ВПРГ осуществляли путем добавления при перемешивании к последнему коагулирующих растворов солей хлоридов поливалентных металлов в объемном соотношении полимера к коагулянту 1:1.

Сразу после сливания растворов определяли внешний вид, структуру полученного осадка и осуществляли измерение объема отделившейся воды через 2 часа и 3 суток после приготовления. Результаты проведенных исследований приведены в таблицах 2.11 и 2.12.

Введение в раствор полимера ВПРГ коагулирующих жидкостей на основе смеси солей хлорида магния и кальция приводит к образованию однородных

плотных гелей (рис. 2.21), синерезис испытуемых гелей во всех образцах больше 80%.

Из ряда полученных образцов гелей наиболее плотная структура через 2 часа после приготовления и спустя 3 суток наблюдается у геля, образованного путем добавления к раствору ВПРГ коагулирующей смеси с долевым соотношением солей  $MgCl_2$  и  $CaCl_2$ , равным 0,6:0,4, что соответствует составу №3 (табл. 2.11).

Введение же соли хлорида алюминия в коагулирующую смесь приводит к образованию не обладающего адгезией творожистого, рыхлого осадка, при этом с увеличением доли данной соли в смеси наблюдается значительное снижение синерезиса (рис. 2.23), а степень синерезиса имеет значительные перепады от 5 до 84 %.

Структура и степень синерезиса получаемых гелей обусловлена характером взаимодействия катионов  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$  и  $Al^{3+}$  с полимером ВПРГ. Ионный радиус катиона  $Ca^{2+}$  составляет 0,106 нм, как упомянуто выше, катиона  $Mg^{2+}$  – 0,078 нм,  $Al^{3+}$  – 0,057 нм. Катион  $Ca^{2+}$  имеет эффективный радиус больший 0,095 нм, что определяет связывание карбоксильных групп соседних макромолекул полимера между собой, при этом внутримолекулярного взаимодействия катиона с карбоксильными группами полимера не происходит, в результате чего образуется гель, в структуре которого содержится большое количество несвязанной воды. Связывание же соседних карбоксильных групп одной молекулы возможно за счет добавления катионов  $Mg^{2+}$  и  $Al^{3+}$  с ионным радиусом размером  $<0,095$  нм. При воздействии катиона  $Mg^{2+}$  в смеси с катионом  $Ca^{2+}$  на полимер образуется гель, отличающийся более плотной эластичной структурой, чем гель, полученный при коагуляции ВПРГ лишь одним катионом  $Ca^{2+}$ .

Таблица 2.11 – Влияние уровня содержания солей  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{MgCl}_2$  в полимерной дисперсии на структуру и синерезис полученного геля

№	Компонентный состав*	Время наблюдения				Вид геля	
		Структура геля в момент его образования	Через 2 часа		Через 3 суток		
			$V_{\text{воды}}$ , мл	$V_{\text{геля}}$ , мл	$V_{\text{воды}}$ , мл		$V_{\text{геля}}$ , мл
1	40 мл $\text{H}_2\text{O}$ 5 г $\text{MgCl}_2$	Однородный осадок	86	14	91,5	8,5	Сползание осадка со дна на стенки, осадок жидкий
2	40 мл $\text{H}_2\text{O}$ 4 г $\text{MgCl}_2$ 1 г $\text{CaCl}_2$	Клубок тянется за перемешивающей стеклянной палочкой	83	17	87	13	Осадок на стенки не стекает, более вязкий, чем №1
3	40 мл $\text{H}_2\text{O}$ 3 г $\text{MgCl}_2$ 2 г $\text{CaCl}_2$	-//-	88	12	92	8	Осадок не стекает, более вязкий, чем №2
4	40 мл $\text{H}_2\text{O}$ 2 г $\text{MgCl}_2$ 3 г $\text{CaCl}_2$	-//-	84	16	86,5	13,5	-//-, более вязкий, чем №3
5	40 мл $\text{H}_2\text{O}$ 1 г $\text{MgCl}_2$ 4 г $\text{CaCl}_2$	-//-	86	14	87	13	-//-, более вязкий, чем №4, с еле заметными прозрачными вкраплениями $d=0,3$ мм
6	40 мл $\text{H}_2\text{O}$ 5 г $\text{CaCl}_2$	-//-	84	16	88	12	-//-, более вязкий, чем №5, с прозрачными вкраплениями $d=0,5$ мм, неравномерно распределен по дну колбы

Примечание: \* – в компонентный состав рецептов №№1–5 входит раствор реагента ВПРГ  $\rho=1240$  кг/м<sup>3</sup> в соотношении коагулирующая смесь: раствор реагента ВПРГ 1:1 (50 мл:50 мл)

Таблица 2.12 – Влияние уровня содержания солей  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{AlCl}_3$  в полимерной дисперсии на структуру и синерезис полученного геля

№	Компонентный Состав	Время наблюдения				
		Образование геля	Через 2 часа		Через 3 суток	
			$V_{\text{воды}}$ , мл	$V_{\text{геля}}$ , мл	$V_{\text{воды}}$ , мл	$V_{\text{геля}}$ , мл
1	40 мл $\text{H}_2\text{O}$ 5 г $\text{AlCl}_3$	мгновенное образование мелкотворожистого осадка, по всему объему, не вязкий	5	95	6	94
2	40 мл $\text{H}_2\text{O}$ 4 г $\text{AlCl}_3$ 1 г $\text{CaCl}_2$	-//- среднетворожистый осадок по всему объему, более вязкий, чем № 1	20	80	22	78
3	40 мл $\text{H}_2\text{O}$ 3 г $\text{AlCl}_3$ 2 г $\text{CaCl}_2$	-//- крупнотворожистый осадок не по всему объему, более вязкий, чем № 2	55	45	55	45
4	40 мл $\text{H}_2\text{O}$ 2 г $\text{AlCl}_3$ 3 г $\text{CaCl}_2$	-//- плотноупакованный крупнотворожистый осадок, более структурированный чем № 3	61	39	57	43
5	40 мл $\text{H}_2\text{O}$ 1 г $\text{AlCl}_3$ 4 г $\text{CaCl}_2$	-//- образование плотного монолитного осадка с творожистыми вкраплениями, появилась липкость геля	62,5	37,5	62	38
6	40 мл $\text{H}_2\text{O}$ 5 г $\text{CaCl}_2$	-//- образовался плотный липкий комок желтого цвета, с хорошей липкостью и растяжимостью	84	16	83	17

Примечание: \* – в компонентный состав рецептур №№1–5 входит раствор реагента ВПРГ  $\rho=1240 \text{ кг/м}^3$  в соотношении коагулирующая смесь: раствор реагента ВПРГ 1:1 (50 мл:50 мл)

На основании табличных данных построен график зависимости синерезиса получаемого геля от уровня долевого содержания солей в полимерной дисперсии.

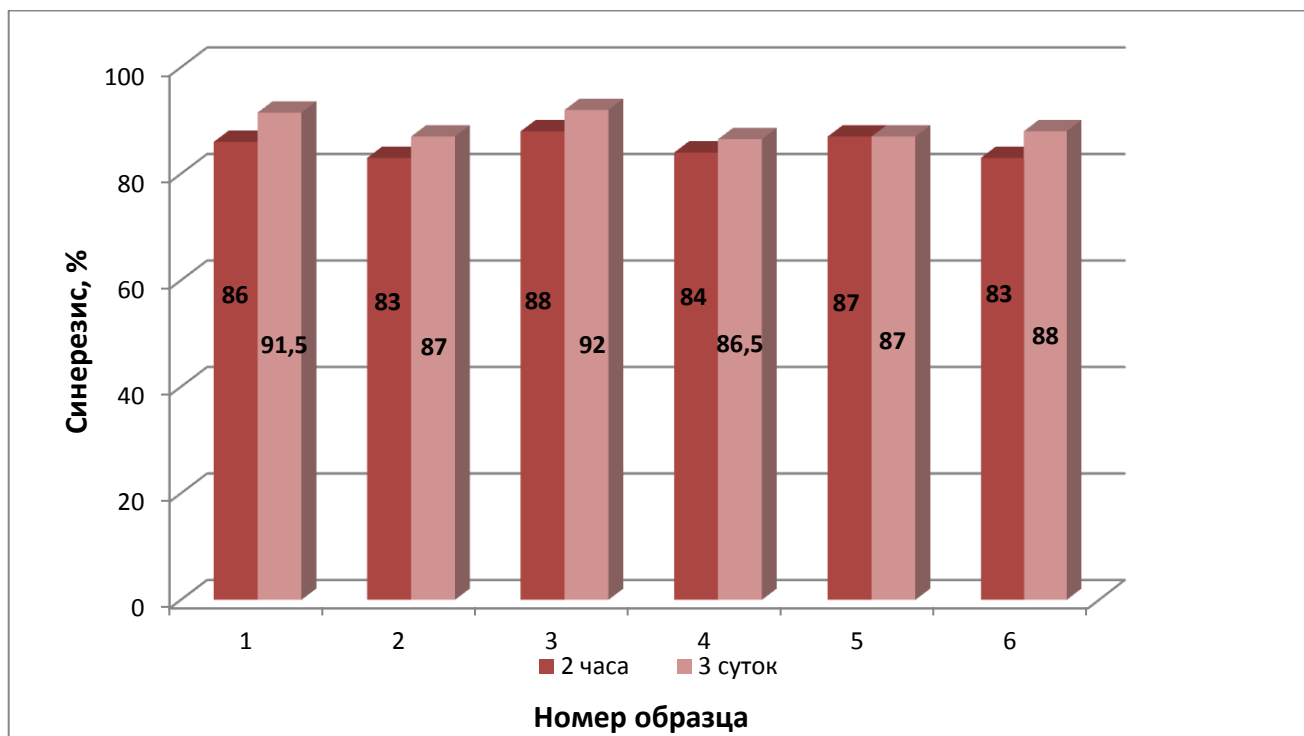


Рисунок 2.21 – Зависимость синерезиса получаемого геля от уровня долевого содержания солей  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{MgCl}_2$  в полимерной дисперсии

Структура геля, полученного в результате воздействия на полимер ВПРГ коагулирующей смесью  $\text{MgCl}_2$  и  $\text{CaCl}_2$ , представлена на рисунке 2.14:

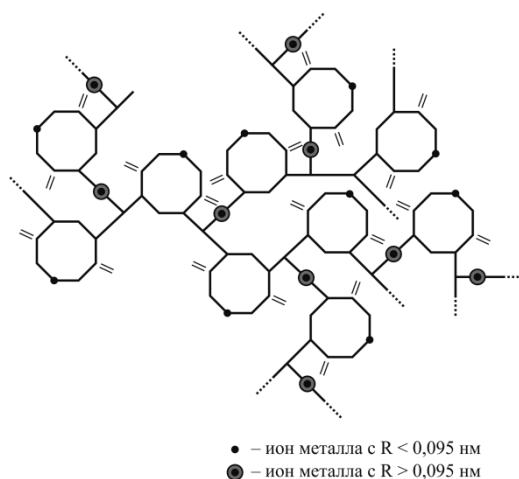


Рисунок 2.22 – Структура геля на основе ВПРГ при обработке смесью солей с различными ионными радиусами катионов металлов:  $\text{MgCl}_2$  ( $R < 0,095$  нм) и  $\text{CaCl}_2$  ( $R > 0,095$  нм)

Несвязанная вода практически полностью вытесняется и формируется стабильный гель, не имеющий в своей структуре жидкости.

По-другому дело обстоит с катионом  $Al^{3+}$ , способным к химической реакции по трем связям (рисунок 2.23).

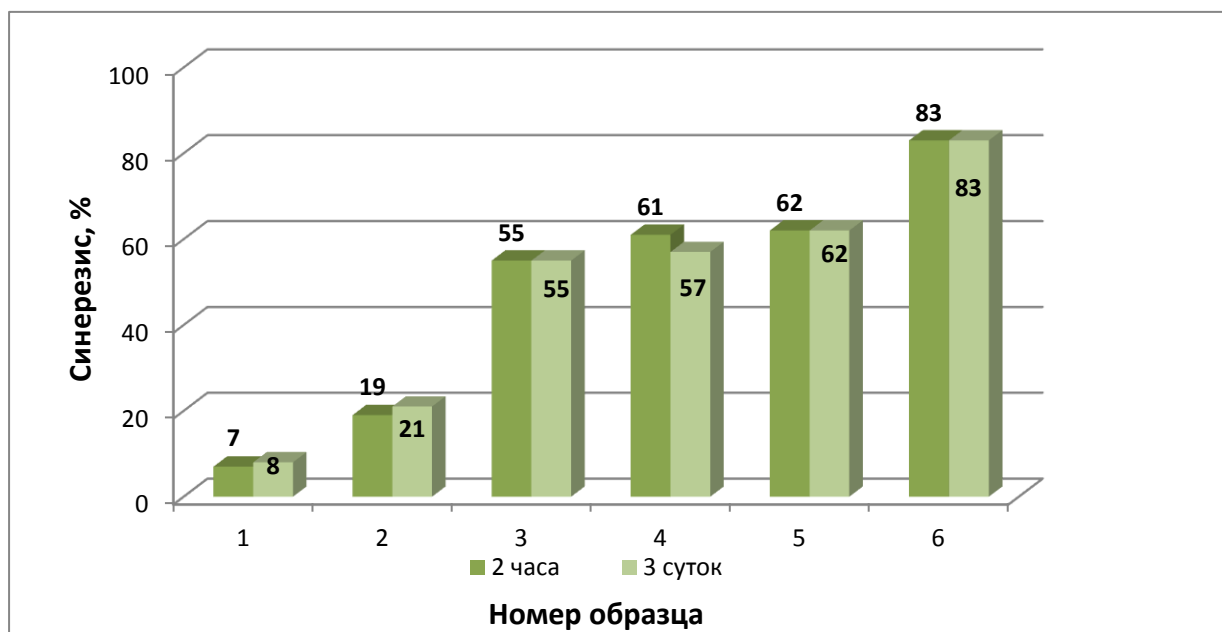


Рисунок 2.23 – Зависимость синерезиса получаемого геля от уровня долевого содержания солей  $CaCl_2$  и  $AlCl_3$  в полимерной дисперсии

Это обстоятельство способствует энергичному сворачиванию молекул полимера ВПРГ путем связывания катионом  $Al^{3+}$  соседних карбоксильных групп, а оставшаяся свободная связь притягивает свернутые молекулы друг к другу. Поэтому получаемый гель в зависимости от количественной доли катиона  $Al^{3+}$  в смеси имеет вид творожистой аморфной массы с размером конгломератов от 3 до 6 мм, не имеющей адгезии к стеклянной поверхности и при механическом перемешивании превращаемой в суспензию.

Коагулирующие смеси с долевым сочетанием солей, позволяющие получить гели с максимальной степенью синерезиса, были введены в отверждающий раствор состава для укрепления ПЗП следующей рецептуры: вяжущий раствор на основе реагентов «Монасил Н-28», ВПРГ и отверждающий раствор солей хлорида кальция и хлорида алюминия.

Для описания явлений, происходящих в системе при включении в рецептуру состава хлористых солей магния или алюминия, применялись

известные статические методы оптимизации процессов, которые были подробно описаны в разделе 2.2. Переменными факторами в данной системе являлись дозировки исходных компонентов – хлорида кальция, хлорида алюминия и воды, а в качестве критерия оптимизации выступила максимальная конечная газопроницаемость керна.

Основной задачей эксперимента являлось установление влияния других хлористых солей металлов – хлорида магния и хлорида алюминия при включении в состав отверждающего раствора, на конечную проницаемость песчаного керна.

В таблицах 2.13-2.14 приведены результаты исследований влияния переменных факторов в системе №1 – концентраций хлорида кальция ( $x_1$ ), хлорида магния ( $x_2$ ) и воды ( $x_3$ ); системе №2 – концентраций хлорида кальция ( $x_1$ ), хлорида алюминия ( $x_2$ ) и воды ( $x_3$ ) на проницаемость скрепленного скрепленного песчаного керна. При этом другие факторы закрепляли на одном уровне.

Таблица 2.13 – Влияние компонентного состава системы №1 на проницаемость песчаного керна

Концентрация хлорида кальция, $x_1$ (%)		Концентрация хлорида магния, $x_2$ (%)		Вода, $x_3$ (%)		Конечная газопроницаемость сцементированного песчаного керна через 24 ч твердения при $t=25$ °С, %
код.	натур., г	код.	натур., г	код.	натур., г	
+	48	+	48	+	95	67,0
+	48	+	48	–	85	70,0
+	48	–	9,6	+	95	78,0
+	48	–	9,6	–	85	74,0
–	9,6	+	48	+	95	84,0
–	9,6	+	48	–	85	82,0
–	9,6	–	9,6	+	95	87,0
–	9,6	–	9,6	–	85	85,0
0	28,8	0	28,8	0	90	–

Таблица 2.14 – Влияние компонентного состава системы №2 на прочность песчаного керна

Концентрация хлорида кальция, $x_1$ (%)		Концентрация хлорида алюминия, $x_2$ (%)		Вода, $x_3$ (%)		Конечная газопроницаемость сцементированного песчаного керна через 24 ч твердения при $t=25$ °С, %
код.	натур., г	код.	натур., г	код.	натур., г	
+	48	+	48	+	95	42,0
+	48	+	48	–	85	35,0
+	48	–	9,6	+	95	73,0
+	48	–	9,6	–	85	67,0
–	9,6	+	48	+	95	55,0
–	9,6	+	48	–	85	62,0
–	9,6	–	9,6	+	95	80,0
–	9,6	–	9,6	–	85	78,0
0	28,8	0	28,8	0	90	–

Полученные результаты эксперимента были обработаны и выведены линейные уравнения регрессии следующего вида:

Конечная газопроницаемость при обработке керна отверждающей системой №1:

$$Y = 78,4 - 6,125x_1 - 2,625x_2 - 1,875x_1 x_2 x_3 \quad (2.25)$$

Конечная газопроницаемость при обработке керна отверждающей системой №2:

$$Y = 83,1 - 7,25x_1 - 13x_2 - 2,75x_1 x_2 \quad (2.26)$$

Проверка полученных уравнений по критерию Фишера показала, что выведенные уравнения являются адекватными.

Анализ математической модели № 1 показал, что увеличение концентрации хлорида кальция  $x_1$ , как и хлорида магния  $x_2$ , но в меньшей степени, приводит к понижению конечной проницаемости скрепленного песчаного керна. Проведенная серия опытов и последующий ее анализ позволяют оценить эффекты взаимодействия используемых переменных факторов. Выявлено, что сочетание компонентов  $x_1$ ,  $x_2$  и  $x_3$  усиливают совместное влияние на величину

газопроницаемости керна в сторону ее уменьшения. Согласно анализу очевидным становится факт, что соль хлорида магния в сравнении с хлоридом кальция в гораздо меньшей степени закупоривает фильтрационные каналы песчаного керна.

Результаты же обработки математической модели №2 показали, что введение в систему соли хлорида алюминия приводит к закупориванию фильтрационных каналов, в результате чего проницаемость керна значительно снижается.

На следующем этапе исследований были проведены испытания коагулирующих смесей солей, позволяющих получить плотный однородный гель при взаимодействии с раствором ВПРГ, в рецептуре состава для укрепления ПЗП. Отверждающая жидкость включала в себя сочетание солей  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{MgCl}_2$ ,  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{AlCl}_3$ , а в качестве сравнения раствор хлорида кальция без сочетания с другими солями различных ионных радиусов катиона металла. Основным критерием оптимизации являлось увеличение коэффициента восстановления проницаемости керна за счет образования плотного эластичного геля, скрепляющего частицы пласта и при этом не вызывающего коагуляцию фильтрационных каналов. Результаты исследований приведены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Основные свойства составов для укрепления ПЗП

№ п/п	Вязущий раствор	Отверждающий раствор	$K_{в.п.}^{**}$ , %	Прочность при сжатии, МПа
1	Р-р на основе реагента «Монасил Н-28» + реагент ВПРГ**	р-р $\text{CaCl}_2$	76,5	2,54
2	Р-р на основе реагента «Монасил Н-28» + реагент ВПРГ	р-р ( $\text{CaCl}_2 + \text{AlCl}_3$ )* (0,8:0,2)	68,2	2,80
3	Р-р на основе реагента «Монасил Н-28» + реагент ВПРГ	р-р ( $\text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2$ )* (0,6:0,4)	80,4	2,42
4	Р-р на основе реагента «Монасил Н-28» + реагент ВПРГ	р-р ( $\text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2$ )* (0,4:0,6)	83,4	2,61
5	Р-р на основе реагента «Монасил Н-28» + реагент ВПРГ	р-р ( $\text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2$ )* (0,2:0,8)	81,4	2,62

Примечания: \* – долевое соотношение солей в отверждающем растворе,  
\*\* – первоначальная проницаемость керна ~ 1,9 мкм<sup>2</sup>.

Согласно данным таблицы полученные в лабораторных условиях результаты исследований позволяют резюмировать, что введение соли  $MgCl_2$  в отверждающий раствор в соотношении  $MgCl_2:CaCl_2$  0,6:0,4 соответственно позволяет получить гель с плотной однородной структурой. Такая структура геля обеспечивает его расположение в зоне контакта песчаных зерен, не вызывая кольматацию порового пространства продуктивного пласта, что обеспечивает сохранение ФЕС коллектора ( $K_{в.п.} = 83,4\%$ ), не снижая качество укрепления ПЗП ( $R_{сж} = 2,61$  МПа).

Таким образом, на основе проведенных исследований можно сделать следующие выводы по разделу 2.2:

1. Введение БР в качестве модифицирующей добавки в состав вяжущей жидкости является технологически обоснованным: во-первых, модель течения жидкости относится к ньютоновской, что позволяет ее беспрепятственно закачивать в разуплотненный коллектор, во-вторых, низкие вязкостные параметры до 8 мПа·с позволяют продавливать вяжущую жидкость в пласт при невысоких значениях репрессии.

2. На основе выполненных лабораторно-стендовых испытаний определена оптимальная концентрация БР в количестве 1 мас. % в составе вяжущего раствора, которая позволяет обеспечить оптимальное сочетание прочностных показателей  $R_{сж} = 2,86$  МПа и фильтрационно-емкостных свойств  $K_{в.п.} = 81,46\%$  обработанного песчаного керна.

По разделу 2.3:

1. Применение в качестве модифицирующей добавки ВПРГ в составе для укрепления ПЗП приводит к снижению проницаемости песчаного керна  $K_{в.п.} = 74,38\%$  при этом показатель прочности достигает высокого значения  $R_{сж} = 2,63$  МПа.

2. Структура и степень синерезиса, получаемого при воздействии коагулянтов – хлористых солей поливалентных металлов – геля на основе полимера ВПРГ, зависят от ионного радиуса и валентности катиона металла.

3. Смесь коагулянтов  $Mg^{2+}$  и  $Ca^{2+}$  способствуют образованию плотных однородных гелей. Наиболее плотный гель, имеющий минимальное количество несвязанной воды в своей структуре, образуется путем воздействия на раствор полимера ВПРГ коагулирующей смесью с количественным соотношением в ней солей хлорида магния и кальция, равным 0,6:0,4 соответственно.

4. Введение хлорида магния в отверждающую жидкость состава для укрепления ПЗП позволяет увеличить проницаемость скрепленного песчаника с  $K_{в.п.} = 74,38 \%$  до  $K_{в.п.} = 83,4 \%$  при сохранении прочности ядра  $R_{сж} = 2,61$  МПа.

## ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГАЗОЦЕМЕНТНОГО ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА

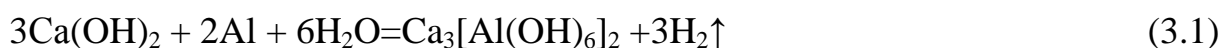
### 3.1 Теоретическое обоснование улучшения технологических показателей процесса порообразования в газоцементном тампонажном растворе

Для создания за колонной в интервалах залегания продуктивных пластов проницаемых искусственных фильтров непосредственно в процессе первичного цементирования скважины, а также при креплении скважин со слабосцементированными пластами применяются различные тампонажные растворы: цементно-песчаные, цементно-полимерные, материалы на основе смол, песчано-солевые, смолосолевые и другие смеси, например, с добавками нефти или пористого наполнителя, после затвердения которого получается пористый и прочный камень [112-115].

Для скважин, структура ПЗП которых нарушена длительным процессом пескопроявления в результате многолетнего выноса мехпримесей и характеризуется образованием каверн, одним из способов борьбы с выносом песка является применение газоцементных тампонажных растворов, формирующих в процессе твердения проницаемый цементный камень-фильтр.

С целью регулирования проницаемости и пористости камня в тампонажный раствор вводят газообразующий компонент – алюминиевый агент различных модификаций. Добавка к цементному раствору алюминиевого порошка (не более 0,2-0,4 % от массы сухого цемента) позволяет получать расширяющийся цементный камень, по проницаемости аналогичный песчаникам. Получение пористой структуры камня происходит в результате взаимодействия металлического алюминия с гидроксидом кальция тампонажного раствора с образованием газа-водорода.

Реакция идет согласно уравнению:



Однако газоцементные тампонажные растворы [116,117], имеющие в своем составе алюминиевый агент, имеют неудовлетворительные технологические свойства, обусловленные преждевременным газовыделением и повышенным динамическим сопротивлением сдвига, что приводит к низкой растекаемости тампонажного раствора и потере его подвижности. Эти процессы происходят за счет быстрого взаимодействия алюминия с гидроксидом кальция жидкой фазы цементного раствора с последующим образованием коллоидного гидроксида алюминия и появлением в тампонажном растворе коагуляционных структур. Указанное ведет к осложнениям при цементировании, в частности, к возможности гидроразрыва пласта, а преждевременное выделение газа из цемента в окружающую среду – к снижению показателя пористости цементного камня [118].

В связи с изложенным с целью улучшения технологических показателей газоцементного тампонажного состава, содержащего алюминиевый агент, возникает необходимость проведения дополнительных исследований в направлении корректировки и усовершенствования его рецептуры.

### **3.2 Исследования влияния комплексонов на технологические свойства газоцементного тампонажного раствора**

На основе результатов исследования имеющегося уровня технологий укрепления ПЗП газоцементными тампонажными растворами выявлено, что одним из способов улучшения технологических свойств газоцементного раствора является введение в тампонажную смесь комплексонов. Последние представляют собой химические соединения, отличающиеся способностью образовывать устойчивые комплексы с катионами поливалентных металлов. Молекулы комплексонов содержат две или более функциональных групп, образующих в результате присоединения катионов металлов циклические структуры. Такие соединения называют хелатными (клешневидными).

В составе цементного раствора присутствуют ионы кальция и алюминия, которые при определенных условиях взаимодействуют с активными группами комплексонов. Действие этих реагентов основано на замедлении реакции газовыделения и снижении динамического напряжения сдвига за счет способности находить, «изолировать» и прочно удерживать катионы кальция и алюминия в хелатных соединениях путем создания циклических структур несколькими химическими связями. Комплексоны блокируют активные центры катионов металлов в тампонажном составе, в результате чего достигается торможение реакции с металлическим алюминием и последующим выделением газа. Примером таких соединений, содержащих способные к координации атомы (N, P) и активные группы (фосфоновые, карбоксильные), являются фосфоновые соединения: оксиэтилендифосфоновая (ОЭДФ), нитрилотриметилфосфоновая (НТФ) кислоты и соли аминополикарбоновых кислот, например, смешанный комплексон аммонийно-натриевых солей аминополикарбоновых кислот (СКАСАК).

На основе анализа имеющихся патентных источников в области использования комплексонов в газоцементном тампонажном составе с целью регулирования его свойств выявлено следующее.

Известен газоцементный тампонажный раствор для крепления скважин следующего состава: цемент, порошок алюминия, комплексная добавка Альфацем А и вода.

Недостатком применения данного состава являются неудовлетворительные технологические показатели тампонажного раствора, связанные с незначительным периодом времени начала газовыделения (1 час), которое способствует снижению подвижности (растекаемости) теста с 200 до 175-125 мм, что значительно осложняет доставку раствора в скважину и приводит к затруднению в работе оборудования за счет увеличения динамического напряжения сдвига раствора. Помимо этого, при твердении

тампонажного теста образуется цементный камень с недостаточной прочностью и пористостью [119].

Известен газоцементный состав для крепления слабосцементированных пород и цементирования нефтегазовых скважин, включающий тампонажный цемент, алюминиевая пудру, СКАСАК, акриловый полимер и воду. Предложенный состав имеет недостаточно хорошие технологические свойства, связанные с повышенным динамическим напряжением сдвига тампонажного раствора, недостаточной пористостью и прочностью образующегося при его твердении цементного камня. Данный факт обусловлен влиянием полимера акрилового ряда на вязкость жидкой фазы раствора, в сторону ее увеличения, и замедленное формирование структуры камня, включая поровое пространство. Также стоит отметить, что результатом комплексного воздействия полимера и смешанного комплексона является снижение прочности цементного камня.

Предложенная рецептура тампонажного раствора с комплексоном СКАСАК была усовершенствована с целью улучшения технологических свойств газоцементного тампонажного состава и получения прочного цементного камня с повышенной проницаемостью за счет газовыделения в тампонажном растворе, образуемого при химическом взаимодействии вводимых компонентов [120]. Рецептура газоцементного раствора включает тампонажный цемент, наполнитель (песок), газообразователь (алюминиевая пудра), акриловый полимер, СКАСАК.

СКАСАК представляет собой смешанный комплексон аммонийнотринатриевой соли 2-гидроксипропилен-N,N,N',N'-диаминтетрауксусной кислоты и аммонийнодинатриевой соли нитрилотриуксусной кислоты, химическая формула которого представлена ниже:

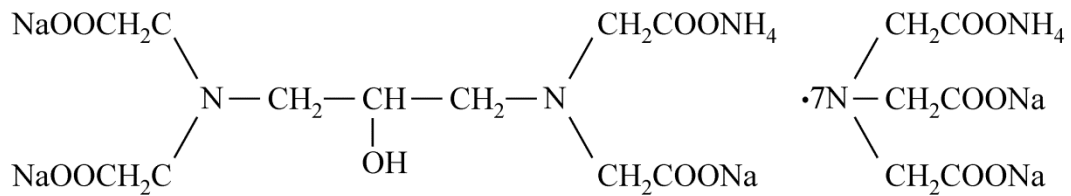
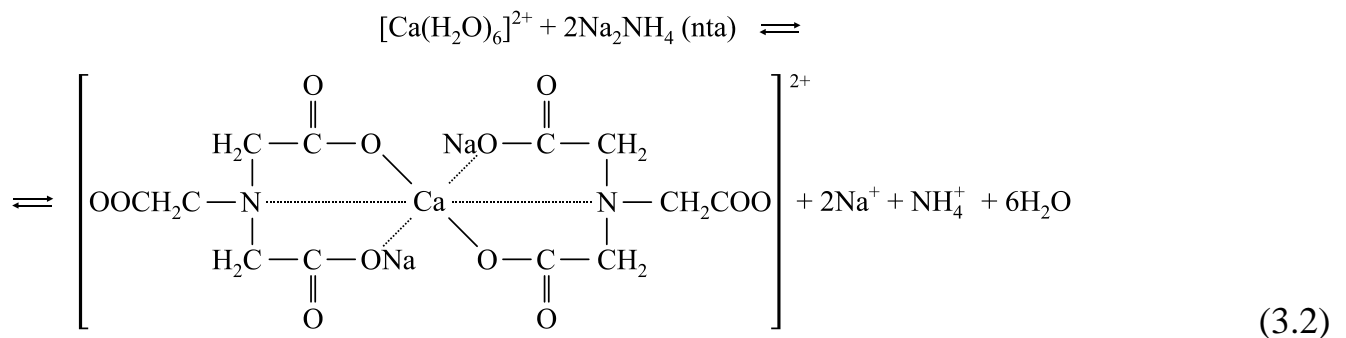


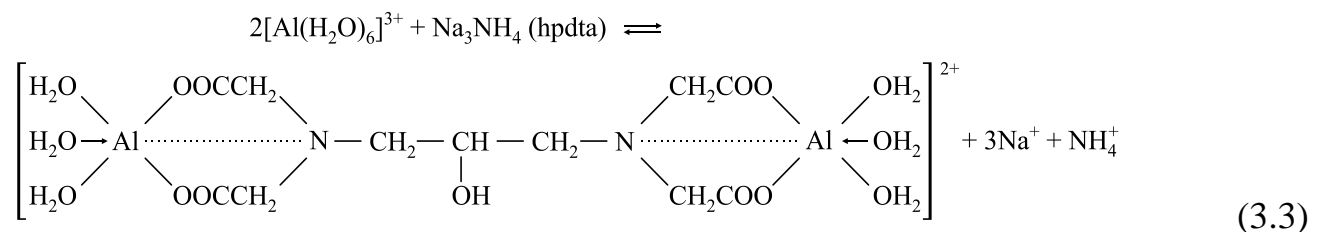
Рисунок 3.1 – Структура SKASAK

При вводе SKASAK в тампонажный раствор, жидкая фаза которого содержит гидроксид кальция и включает соединения  $Al^{3+}$ , происходит реакция взаимодействия ионов кальция и алюминия с комплексом с образованием устойчивых хелатных комплексов. Оптимальный подбор лигандов и их концентрационных соотношений в композициях на основе солей аминополикарбоновых кислот обуславливает высокую реакционную способность SKASAK.

Реакция взаимодействия катиона кальция с аммонийдинатриевой солью нитрилтриуксусной кислоты, обозначаемой  $Na_2NH_4(NTA)$ , с получением комплексоната кальция представлена ниже:



Реакция взаимодействия катиона алюминия с аммонийтринатриевой солью 2-гидроксипропилен, -N,N,N',N' - диаминтетрауксусной кислоты, обозначаемой  $Na_3NH_4(hpdta)$ , с получением комплексоната алюминия, следующая:



Способность комплексона избирательно находить, «изолировать» и прочно удерживать катионы кальция и алюминия в хелатных соединениях за счет создания циклических структур несколькими химическими связями влияет на технологические свойства газоцементного раствора [121].

Замедление реакции взаимодействия гидроксида кальция с алюминиевой пудрой, характеризующейся выделением водорода, происходит за счет связывания иона  $\text{Ca}^{2+}$  в устойчивые комплексные соединения с помощью СКАСАК. Комплексонаты алюминия, получаемые в результате реакции связывания  $\text{Al}^{3+}$  и СКАСАК, препятствуют образованию первоначальной коагуляционной алюминатной структуры цементного раствора, что приводит к повышению его вязкости и динамического напряжения сдвига. Высокая диспергирующая способность комплексона СКАСАК обуславливает изменение величины напряжения сдвига в сторону его уменьшения.

Функция диспергента заключается в ослаблении сил связывания цементных частиц и разделении их на более мелкие, моментально покрываемые сольватной оболочкой. Последняя имеет способность уменьшать внутреннее трение частиц в цементном растворе, благодаря чему происходит снижение динамического напряжения сдвига [122].

Однако введение в газоцементный тампонажный раствор СКАСАК в недостаточной степени улучшает его технологические показатели (незначительное снижение показателя динамического напряжения сдвига, недостаточная пористость и прочность цементного камня), что обуславливает снижение качества цементирования скважин и эффективность работ по креплению разуплотненных слабосцементированных пород ПЗП при ремонте скважин. Высокий показатель динамического напряжения сдвига тампонажного раствора препятствует его доставке в интервал цементирования вследствие увеличения гидродинамического сопротивления при прокачивании раствора. Повышение динамического напряжения сдвига обусловлено воздействием присутствующего в цементе гипса на коагуляцию алюминатной фазы

тампонажного раствора, что вызывает увеличение его структурной вязкости. При этом СКАСАК как полиаминокарбонный комплексон в недостаточной степени влияет на замедление кристаллизации минерала этtringита, включающего гипс и гидроалюминат кальция, что благоприятствует быстрому образованию коагуляционной структуры. Последнее обстоятельство негативно воздействует на расширение тампонажного раствора после выделения газа (водорода) в результате реакции алюминиевой пудры со щелочной средой тампонажного раствора, что приводит к снижению пористости цементного камня. Комплексон СКАСАК, используемый в качестве регулятора газообразования за счет имеющейся способности связывать катионы кальция и изолировать их от взаимодействия с алюминиевым агентом, в малой степени замедляет процесс газовыделения в тампонажном растворе. Уменьшение прочности получаемого при твердении тампонажного раствора цементного камень-фильтра обусловлено недостаточно высокими значениями адсорбционно-десорбционных характеристик СКАСАК на поверхности цементных крупиц.

Отнести к недостаткам данного раствора можно также сложность приготовления, зависящую от используемого газообразователя – алюминиевой пудры – в виде легких тонкодисперсных частиц с высокой всплываемостью (не менее 80%). Такая высокая дисперсность алюминиевого агента вызывает трудности при его введении в тампонажный раствор, связанные с увеличением времени перемешивания для равномерного распределения по всему объему раствора.

Таким образом, введение комплексона СКАСАК в состав тампонажного раствора приводит к улучшению его технологических свойств, но в недостаточной степени.

В связи с изложенным необходимо осуществить дальнейший поиск и провести исследования в направлении определения влияния комплексонов других типов на технологические показатели тампонажного раствора.

### 3.3 Совершенствование газоцементного тампонажного раствора

*Исследования влияния фосфоновых комплексонов на процесс газообразования в тампонажном растворе*

Существенный интерес представляет собой изучение влияния комплексонов с фосфовыми группами на свойства газоцементного тампонажного раствора.

Такой выбор обусловлен следующими факторами. Комплексоны фосфового типа представляют собой модификацию молекул классических комплексонов, в которых произведена замена карбоксильных групп на фосфовые. Фрагмент  $\text{CH}_2\text{PO}_3\text{H}_2$  имеет форму искаженного тетраэдра и обладает более высокой дентатностью по сравнению с карбоксилатом, имеющим плоскую координацию.

Среди комплексонов с фосфовыми группами наиболее полно охарактеризована нитрилотриметилфосфовая кислота  $\text{N}(\text{CH}_2\text{PO}_3\text{H}_2)_3$  (НТФ). Она хорошо растворима в воде (примерно до 3 моль/л), имеет бетаиновое строение и образует прочные комплексы. Замена карбоксильной группы на фосфовую приводит к повышению устойчивости комплексов практически со всеми катионами, включая катионы щелочных и щелочноземельных металлов. Помимо этого, НТФ имеет широкое применение в нефтегазовой отрасли для регулирования технологических свойств буровых и тампонажных растворов.

С целью определения влияния НТФ на время газообразования в газоцементном тампонажном растворе, содержащем металлический алюминий, были взяты следующие рецептуры:

- 1) ПЦТ I-100, алюминиевый порошок и вода;
- 2) ПЦТ I-100, алюминиевый порошок, НТФ и вода.

Водоцементное отношение составляло 0,5, а количественное содержание остальных компонентов в рецептурах было взято одинаково.

Химическая формула НТФ представлена на рисунке 3.2:

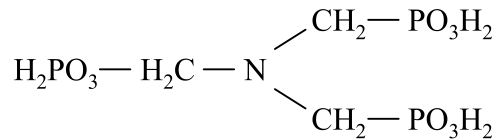


Рисунок 3.2 – Химическая формула НТФ

В соответствии с принятыми в химии комплексонов обозначениям и сокращениям формула НТФ может быть представлена в виде  $\text{H}_6\text{ntph}$ .

С целью сокращения времени начала газовыделения в тампонажном растворе был применен менее активный к взаимодействию со щелочной средой алюминиевый порошок вместо имеющей высокую реакционную способность мелкодисперсной алюминиевой пудры, как в составах [105,106]. Это обусловлено величиной удельной поверхности алюминиевого реагента: у пудры она составляет  $2 \text{ м}^2/\text{г}$ , у порошка –  $0,1 \text{ м}^2/\text{г}$ . Размер частиц алюминиевой пудры  $0,045\text{-}0,08 \text{ мм}$  (остаток на сите с размером стороны ячейки в свету  $0,08 \text{ мм}$  – не более  $1,5\%$  по ГОСТ 5494-95), а размер частиц алюминиевого порошка  $0,14\text{-}2 \text{ мм}$  (остаток на сите с размером стороны ячейки в свету  $2 \text{ мм}$  – не более  $5\%$  по ТУ 48-5-152-78). С учетом гидрофобизации поверхности порошка алюминия процесс газовыделения еще более замедлен во времени из-за плохой смачиваемости алюминиевых частиц водной щелочной средой тампонажного раствора. В совокупности указанные физико-химические процессы снижают время начала газовыделения, что способствует предотвращению потерь газовой фазы в процессе приготовления тампонажного раствора и его доставки в интервал проведения работ в скважине [123-125].

Проведение исследований базировалось на установлении интенсивности газообразования в тампонажных растворах в течение  $3 \text{ ч}$  наблюдения, которая оценивалась по увеличению его объема (или высоты образца в цилиндрическом сосуде).

Характер и скорость газообразования в тампонажном растворе в зависимости от рецептуры его приготовления представлены на рисунке 3.3.

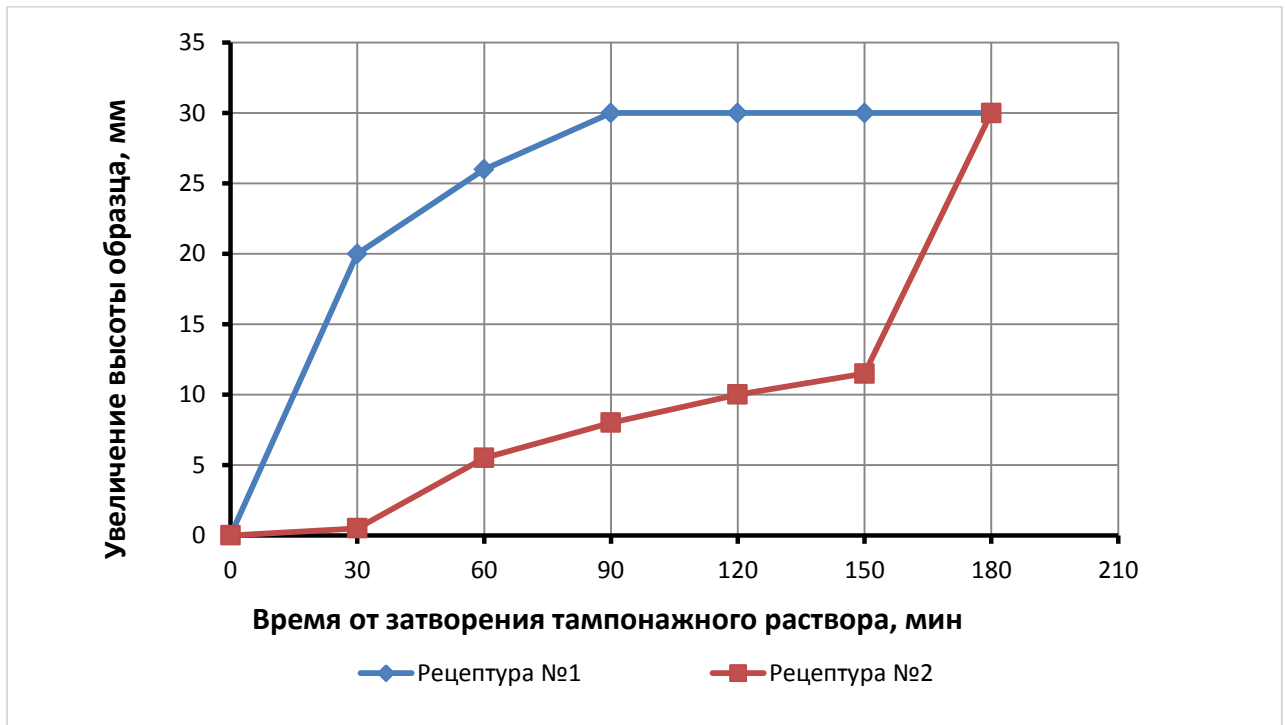
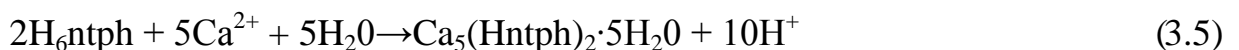
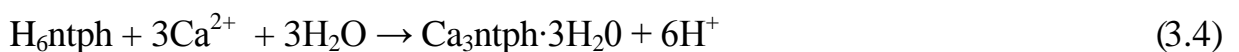


Рисунок 3.3 – Изменение высоты образца тампонажного раствора-камня

Введение комплексона НТФ в тампонажный раствор рецептуры №2 способствовало снижению реакционной способности алюминиевого порошка как газообразователя за счет образования комплексных соединений. Замедление процесса газовыделения обусловлено реакцией взаимодействия ионов кальция ( $\text{Ca}^{2+}$ ) и фосфонового комплексона НТФ ( $\text{H}_6\text{ntph}$ ) с образованием устойчивых хелатных комплексов типа  $\text{Ca}_3\text{ntph}\cdot 3\text{H}_2\text{O}$  и  $\text{Ca}_5(\text{Hntph})_2\cdot 5\text{H}_2\text{O}$ .

Примерные схемы образования комплексонатов кальция следующие:



Дальнейшее проведение исследований базировалось на предположении о том, что улучшить структуру цементного камня возможно путем совместного применения НТФ с другими имеющими склонность к взаимодействию с поливалентными катионами фосфовыми комплексонами с образованием устойчивых комплексонатов металлов.



В качестве прототипа сравнения был использован аналогичный газоцементный тампонажный состав, за исключением того, что смесь фосфанола и НТФ заменена на комплексон СКАСАК, а вместо алюминиевого порошка была применена алюминиевая пудра.

Параметрами оптимизации газоцементного тампонажного состава являлись прочность крепления, время начала газообразования и показатель динамического напряжения сдвига. Переменными значениями служили дозировки исходных компонентов – комплексонов фосфанола с НТФ, алюминиевого порошка и воды. Количество тампонажного цемента фиксировано на одном уровне.

Результаты исследований приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Лабораторные испытания тампонажных растворов

п/п	Состав газцементного тампонажного раствора, мас. ч.				Соотношение фосфанола и НТФ в смеси	Свойства газцементного тампонажного раствора**				Свойства цементного камня**	
	Тампонажный цемент	Алюминиевый порошок	Смесь фосфанола и НТФ	Вода		Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Растекание, см	ДНС, дПа	ВНГ, мин	Открытая пористость, %	Прочность при изгибе, МПа
1	100	0,1	0,02	50	1:1,5	1830	20,0	52	75	56,5	4,32
2	100	0,3	0,03	51	1:1,5	1820	21,0	47	90	57,7	3,98
3	100	0,4	0,04	52	1:1,5	1810	21,5	43	105	58,4	3,84
4	100	0,6	0,05	53	1:1,5	1820	22,0	31	120	61,6	3,42
5	100	0,05	0,01	50	1:1,5	1830	19,0	71	48	51,5	4,27
6	100	0,7	0,06	53	1:1,5	1820	22,5	30	110	61,2	2,87
7	100	0,4	0,04	52	1:1,4	1810	19,0	61	65	51,7	3,67
8	100	0,3	0,03	51	1:1,6	1820	23,5	44	95	62,0	2,92
9	100	0,2	0,03	50	1:1,5	1830	20,5	48	85	54,8	4,15
10	100	0,5	0,05	53	1:1,5	1810	22,5	30	110	58,5	3,57
Аналог											
11	100	Алюминиевая пудра 0,4	СКАСАК 0,02	52,98	Алюминиевая пудра: СКАСА К 1:0,05	1790	19,5	56	60	53,7	2,78

Примечания: 1. ДНС – динамическое напряжение сдвига; ВНГ – время начала газовыделения.

2. Испытания физико-механических свойств цементного камня проведены в соответствии с ГОСТ 26798.1-96.

3. Составы газцементных тампонажных растворов №1-10, в качестве тампонажного цемента содержат портландцемент

ПЦТ I-100.

4. Данные получены при стандартных условиях.

Согласно табличным данным выявлено, что тампонажные составы, содержащие в своей рецептуре комплексоны фосфонового типа, имеют по сравнению с аналогом улучшенные технологические показатели, обусловленные пониженным динамическим напряжением сдвига, оптимальным временем начала газовыделения, а получаемый цементный камень обладает повышенной прочностью.

При этом отмечено, что газоцементный тампонажный раствор, содержащий в своем составе алюминиевый порошок менее 0,1 мас. ч. и смесь фосфанола и НТФ менее 0,02 мас. ч., имеет неудовлетворительные технологические свойства, связанные с увеличением динамического напряжения сдвига и сокращением времени начала газовыделения. По этой причине своевременная доставка тампонажного раствора в скважину значительно затруднена, что в дальнейшем не обеспечивает получение цементного камня повышенной пористости. При этом содержание в его составе алюминиевого порошка более 0,6 мас. ч., а смеси фосфанола и НТФ более 0,05 мас. ч. нецелесообразно, т.к. прочность цементного камня заметно снижается. Уменьшение массовой доли НТФ в соотношении смеси комплексонов фосфанола и НТФ до 1:1,4 смещает время начала газовыделения в сторону его уменьшения и приводит к увеличению показателя динамического напряжения сдвига с получением цементного камня, характеризующегося пониженной пористостью. Увеличение массовой доли НТФ в соотношении смеси комплексонов фосфанола и НТФ до 1:1,6 приводит к снижению прочности цементного камня. Содержание воды в газоцементном тампонажном растворе в узком диапазоне обусловлено важностью обеспечения его растекаемости не менее 18 см по конусу АзНИИ с целью прокачивания в скважину.

По сравнению с составом-аналогом №11 газоцементный тампонажный раствор, содержащий в своей рецептуре фосфоновые комплексоны НТФ и фосфанол, имеет улучшенные технологические показатели, введение фосфоновых комплексонов в количестве 0,02 мас. ч. (состав № 1) позволяет

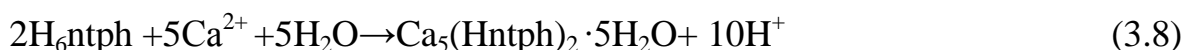
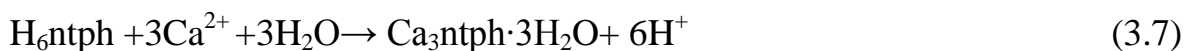
получить оптимальное сочетание технологических характеристик газоцементного тампонажного раствора. При его твердении формируется цементный камень-фильтр повышенной прочности, что способствует, во-первых, успешному проведению операций по креплению слабосцементированных рыхлых пород и цементированию обсадных колонн в нефтегазовых скважинах, во-вторых, восстановлению ПЗП при капитальном ремонте скважин.

Влияние комплексонов фосфонового типа на технологические свойства тампонажного состава обусловлено следующим. Введение в тампонажный раствор смеси фосфанолата и НТФ, в жидкой фазе которого находится гидроксид кальция  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  и гелеобразные соединения алюминия ( $\text{Al}^{3+}$ ), происходит реакция взаимодействия указанных комплексонов с поливалентными катионами  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Al}^{3+}$  с получением устойчивых комплексонов металлов хелатного типа. При этом процесс газовыделения тампонажного раствора значительно замедляется за счет связывания  $\text{Ca}^{2+}$ , а динамическое напряжение сдвига уменьшается при снижении содержания  $\text{Al}^{3+}$ , что в совокупности способствует прокачиванию раствора в зону проведения работ крепления кавернозной зоны без осложнений.

Подбор лигандов фосфоновых комплексонов и их оптимального количественного соотношения обуславливает их высокую реакционную способность при взаимодействии с поливалентными катионами металлов.

Замедление реакции газовыделения происходит за счет взаимодействия ионов кальция и молекул фосфоновых комплексонов с образованием устойчивых хелатных комплексов типа  $\text{Ca}_5(\text{Hntph})_2 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{Ca}_3\text{ntph} \cdot 3\text{H}_2\text{O}$  и  $\text{Ca}_2\text{H}_4\text{hpdtp} \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ .

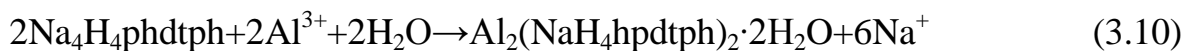
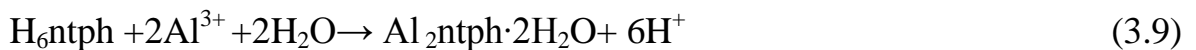
Ниже представлены схемы образования комплексонов кальция:



Смесь комплексонов – фосфанола и НТФ – имеет способность селективно изолировать и прочно удерживать не только катионы кальция, но и катионы алюминия в хелатных соединениях за счет создания циклических структур несколькими химическими связями. Этот процесс приводит к снижению содержания вышеуказанных катионов в тампонажном растворе и способствует предотвращению образования гелеобразных соединений, что оказывает влияние на показатель динамического напряжения сдвига в плане его уменьшения. Это связано со своеобразной стереохимией фрагмента -  $\text{CH}_2\text{PO}_3\text{H}_2$ , имеющей отличие от стереохимии карбоксильной группы в смешанном комплексе СКАСАК: фосфонат-ион характеризуется формой искаженного тетраэдра с осью симметрии третьего порядка, а карбоксилат-ион имеет плоскую конфигурацию. Кислотный остаток  $\text{PO}_3^{2-}$  обладает большей, чем  $\text{COO}^-$ , электроотрицательностью и потенциально большей дентатностью.

При связывании иона  $\text{Al}^{3+}$  в хелатные соединения образуются устойчивые комплексоны типа  $\text{Al}_2\text{ntph}\cdot 2\text{H}_2\text{O}$  и  $\text{Al}_2(\text{NaH}_4\text{hpdtp})_2\cdot 2\text{H}_2\text{O}$ .

Примерные реакции образования комплексонов алюминия следующие:



Лучшему связыванию катиона  $\text{Al}^{3+}$  в не активную для участия в процессах гидратации форму с получением коллоидных гелеобразных продуктов способствует образование различных форм комплексонов алюминия, что снижает показатель динамического напряжения сдвига.

Механизм воздействия смеси фосфоновых комплексонов (фосфанола и НТФ) на прочность цементного камня, получаемого после затвердения газоцементного тампонажного раствора, заключается в следующем. В результате взаимодействия фосфоновых комплексонов с катионами кальция  $\text{Ca}^{2+}$  происходит нарушение устойчивого равновесия в системе  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  – новообразования, что является препятствием процессу формирования

$\text{Ca}(\text{OH})_2$  в хорошо закристаллизованном состоянии путем его удерживания в гелеобразной или полукристаллической форме. Происходящее при этом изменение рН жидкой фазы тампонажного раствора, а также сопряженная адсорбция фосфанола и НТФ на поверхности частиц минералов цементного клинкера (алюминатов, силикатов, алюмоферритов кальция) тормозит развитие кристаллической фазы в ранние сроки твердения и приводит к формированию более однородной и мелкодисперсной структуры камня с развитием большого числа связей на единицу объема в последующий период кристаллизации. При этом прочность цементного камня увеличивается при повышении его пористости за счет газовыделения.

На рисунке 3.5 проиллюстрирована интенсивность газообразования в течение 3 часов наблюдения, которая оценивалась по увеличению объема или высоты образца раствора в цилиндрическом сосуде в тампонажном растворе, не содержащем комплексон по рецептуре №1 (портландцемент, алюминиевый порошок и вода), №2 соответствует составу № 11 (см. табл. 3.2), (портландцемент, алюминиевый порошок, СКАСАК и вода) и состав рецептуры №3 (состав №1 (см. табл. 3.2)), в который введена смесь фосфоновых комплексонов фосфанола с НТФ (портландцемент, алюминиевый порошок, вода и смесь фосфанола с НТФ в соотношении 1:1,5 соответственно).

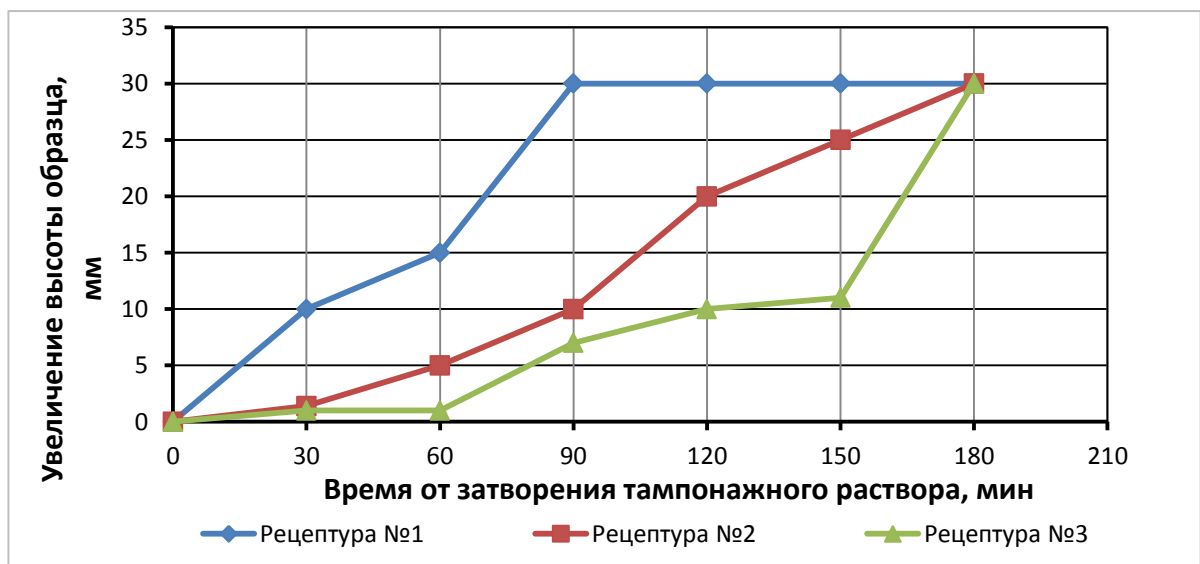


Рисунок 3.5 – Изменение высоты образца тампонажного раствора-камня в результате газообразования

Установлено, что введение смеси фосфоновых комплексонов в газоцементный тампонажный раствор по рецептуре №3 в отличие от растворов рецептур №1 и №2, позволяет значительно снизить газовыделение и порообразование в первые часы после приготовления состава, снизить динамическое напряжение сдвига и увеличить прочность получаемого цементного камня.

Основные свойства цементных камень-фильтров рецептур №№1-3 представлены в таблице 3.3.

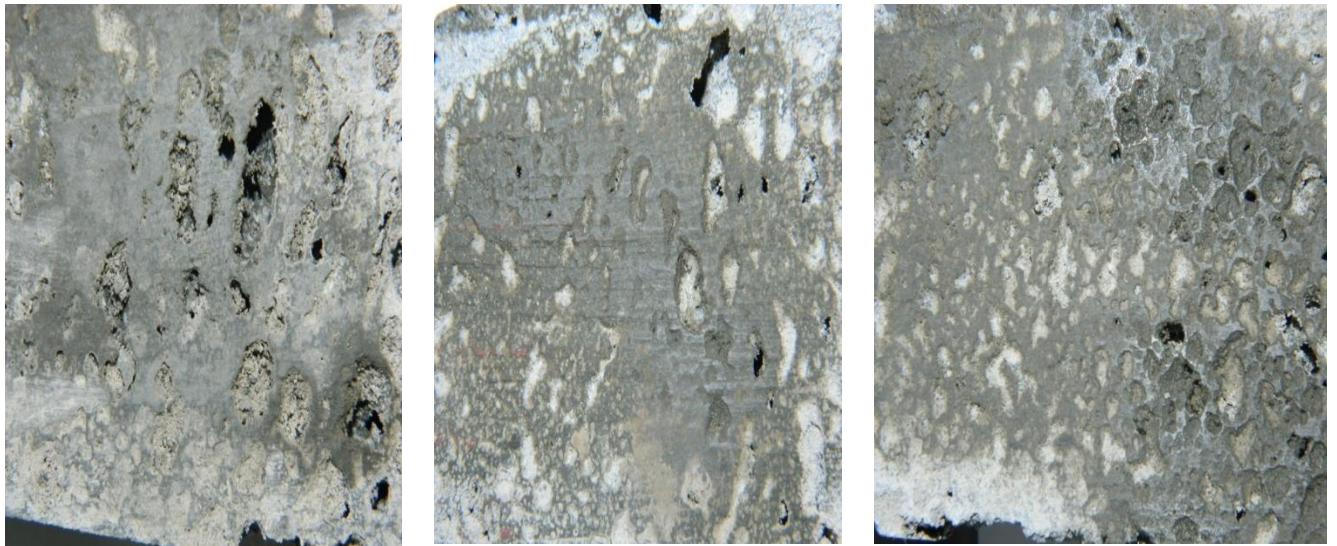
Таблица 3.3 – Технологические свойства газоцементного тампонажного состава и получаемого цементного камня без комплексонов и с введением комплексонов различного типа

Компонентный состав	Свойства газоцементного тампонажного состава***				Свойства цементного камня***	
	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Рас-текаемость, см	ДНС, дПа	ВНГ**, мин	Открытая пористость, %	Прочность при изгибе, МПа
Тампонажный состав*	1830	19,0	73	48	51,2	2,50
Тампонажный состав+ СКАСАК	1790	19,5	56	60	53,7	2,78
Тампонажный состав + (фосфанол + НТФ)	1830	20,0	52	75	56,5	4,32

Примечание: \* – тампонажный состав (портландцемент ПЦТ-100, алюминиевый порошок и вода); \*\* – время начала газовыделения, \*\*\* – свойства цементного камня получены при стандартных условиях.

Таким образом, оптимальная рецептура газоцементного тампонажного состава соответствует рецептуре № 3 (состав № 1 (табл. 3.2)), содержит следующие компоненты, мас. ч.: тампонажный цемент – 100; алюминиевый агент – от 0,1 до 0,5; смесь фосфанола и НТФ – от 0,02 до 0,05 и вода – 50, при соотношении фосфанола и НТФ 1:1,5.

На рисунке 3.6 проиллюстрированы образцы поверхности среза цементного камня. Введение фосфоновых комплексонов НТФ и фосфанола способствует формированию цементного камень-фильтра с замедленным газовыделением и порообразованием.



а) без введения  
комплексона

б) с введением  
комплексона  
СКАСАК

в) с введением смеси  
комплексона  
НТФ и фосфанола

Рисунок 3.6 – Поверхность среза цементного камня

В условиях нормального атмосферного давления формируется цементный камень-фильтр с открытой пористостью свыше 50%. В скважинных условиях сеноманского этажа газоносности пластовое давление и температура отличаются от лабораторных показателей, поэтому образуемый в результате реакции металлического Al с  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  водород при такой величине давления может полностью не выделиться и остаться внутри цементного камня, в результате чего не образуется открытая пористая структура цементного камня.

В связи с этим для создания проницаемой структуры цементного камня в термобарических условиях необходимо установить зависимость между количеством вводимого газообразующего агента – алюминиевого порошка и давлением, создаваемым выделяющимся газом в тампонажном растворе.

С целью произведения расчетов был взят газоцементный тампонажный раствор рецептуры №1 с содержанием алюминиевого порошка в количестве 0,1 мас. ч., основные свойства которого отражены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Свойства газоцементного тампонажного раствора и получаемого цементного камня

Свойства газоцементного тампонажного раствора				Свойства цементного камня***	
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Растекательность, см	ДНС*, дПа	ВНГ**, мин	Открытая пористость, %	Прочность при изгибе, МПа
1830	20,0	52	75	56,5	4,32
Примечания: * – динамическое напряжение сдвига, ** – время начала газовыделения, *** – цементный камень получен при 25 °С и давлении 1,01·10 <sup>5</sup> Па.					

Для вычислительных действий использовали уравнение состояния реальных газов Ван-Дер-Ваальса [132]:

$$\left(P + \frac{a \cdot n^2}{V^2}\right) \cdot (V - b \cdot n) = n \cdot R \cdot T, \quad (3.11)$$

где  $P$  – давление газа, Па,

$V$  – объем газа, м<sup>3</sup>,

$a$  и  $b$  – постоянные Ван-Дер-Ваальса (Н·м<sup>4</sup>/моль<sup>2</sup> и см<sup>3</sup>/моль соответственно),

$n$  – количество вещества, моль,

$R$  – газовая постоянная, м<sup>3</sup>·Па/моль·К,

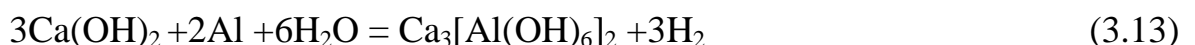
$T$  – температура газа, К,

отсюда

$$P = \frac{n \cdot R \cdot T}{V - b \cdot n} - \frac{a \cdot n^2}{V^2}, \quad (3.12)$$

Для водорода коэффициенты  $a$  и  $b$  равны  $a=0,0245$  Н·м<sup>4</sup>/моль<sup>2</sup> и  $b=26,653$  см<sup>3</sup>/моль.

Уравнение реакции образования водорода:



Для приготовления 5 м<sup>3</sup> тампонажного раствора потребуется 50 кг порошка алюминия, тогда образуемое количество вещества при молярной массе алюминия 27 г/моль будет равно 1851 моль. По уравнению реакции 3.13 в

соответствии со стехиометрическими коэффициентами на количество вещества Al (1851 моль) будет приходиться (2776,5 моль)  $H_2$ .

Объем, образуемый выделяющимся газом в стандартных условиях, будет определяться из уравнения:

$$n=V/V_m, \quad (3.14)$$

где  $V_m$  – молярный объем газа, равен 22,4 л.

Подставляя полученные величины в уравнение 3.12, получим:

$$P = \frac{2776,5 \cdot 8,31 \cdot 293}{62 - 0,000026 \cdot 2776,5} - \frac{0,0245 \cdot 2776,5^2}{62^2} = 0,1 \text{ МПа.}$$

Приведенные значения справедливы для стандартных условий проведения эксперимента. Для определения же давления, создаваемого газом в ограниченном объеме, необходимо применять закон Бойля-Мариотта:

$$P \cdot V = P_1 \cdot V_1. \quad (3.15)$$

Учитывая, что необходимая открытая пористость цементного камня составляет 56,5 %, тогда объём, занимаемый газом в цементном камне, будет равняться 2,83 м<sup>3</sup>, а давление, создаваемое газом в пластовых условиях, определяется следующим образом в соответствии с уравнением 3.15:

$$0,1 \text{ МПа} \cdot 62 \text{ м}^3 = x \cdot 2,83 \text{ м}^3, \\ x = 2,2 \text{ МПа.}$$

Таким образом, в ограниченном объеме – зоне каверны, образующийся в результате газ создает давление в 2,2 МПа.

В соответствии с формулами 3.11-3.15 приведены расчеты и построен график (рис. 3.7), отражающий следующую зависимость «Объем выделившегося газа – создаваемое давление».

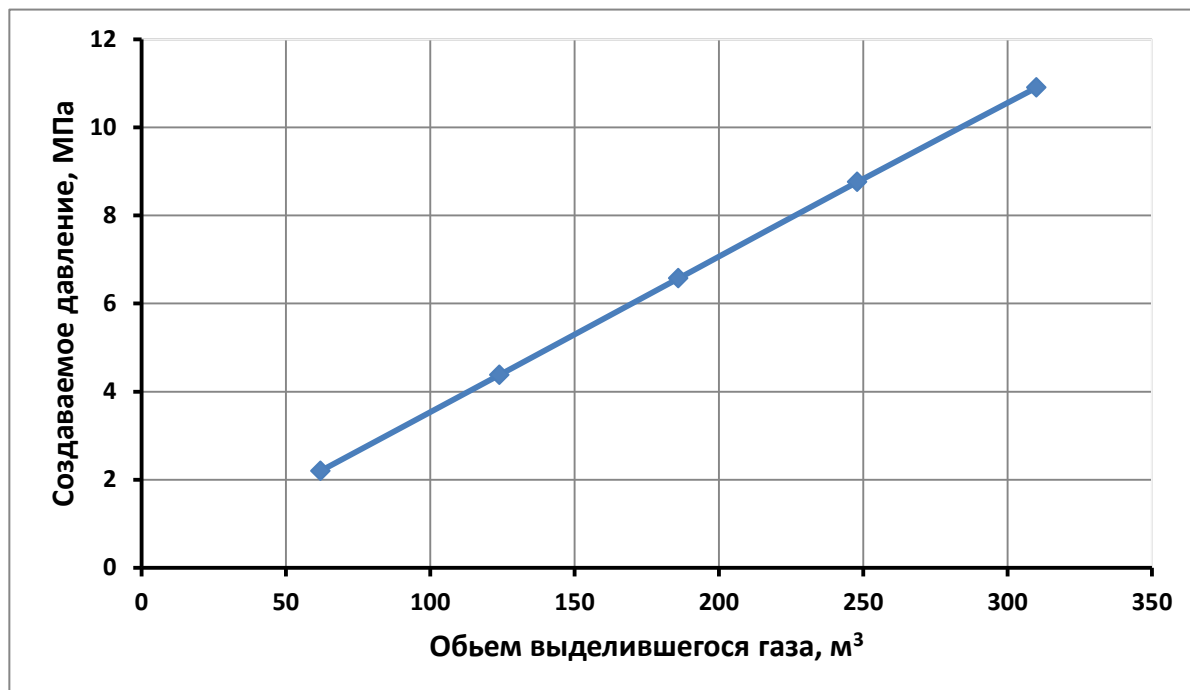


Рисунок 3.7 – Влияние оказываемого внешнего давления на занимаемый газом объем

Величина давления, создаваемого выделяющимся газом, должна быть равна или больше пластового давления согласно неравенству:

$$P_r \geq P_{пл},$$

где  $P_r$  – давление выделяющегося газа, МПа,

$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа.

Таким образом, регулирование количества газообразователя – алюминиевого порошка – в рецептуре газоцементного тампонажного раствора в допустимых значениях позволяет контролировать объем выделившегося газа и тем самым величину давления, создаваемого в объеме цементного камня.

Выводы по разделу 3:

1. В результате анализа способов регулирования порообразования в тампонажном растворе определено, что для скважин с наличием каверн целесообразно применять газоцементные тампонажные растворы, где в качестве газообразователя выступает алюминиевый агент.

2. Установлено, что введение фосфоновых комплексонов фосфанола и НТФ в рецептуру газоцементного тампонажного раствора в количестве 0,02 мас. ч. и соотношении 1:1,5 значительно улучшает технологические свойства тампонажного раствора: увеличивается время начала газовыделения, снижается показатель динамического напряжения сдвига, достигается оптимальная пористость и прочность цементного камня.

3. Произведены расчеты, позволяющие определить количество вводимого алюминиевого агента в газоцементный тампонажный раствор, необходимое для создания такого давления в объеме цементного камня, которое превышало или было равно пластовому.

## ГЛАВА 4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СОСТАВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ УКРЕПЛЕНИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ПОРОД

### 4.1 Технология применения состава на силикатной основе для укрепления слабосцементированного пласта на начальной стадии пескопроявления

Перед проведением работ по укреплению слабосцементированной ПЗП необходимо определить приемистость пласта закачкой технологической жидкости в течение 3 часов. Приемистость коллектора должна составлять не менее 75 л на погонный метр разуплотненной зоны для обеспечения беспрепятственной доставки укрепляющей жидкости [133,134]. После чего скважину обрабатывают на факел до «сухого газа».

На следующем этапе готовится необходимое количество укрепляющего состава из расчета 75-100 л на 1 погонный метр неконсолидированного пласта. Рецептúra укрепляющего состава представлена в таблице 2.10 (раздел 2).

Технология укрепления ПЗП в зависимости от наличия подземного оборудования предполагает 2 варианта:

- скважина оборудована пакерующими элементами,
- беспакерная эксплуатация скважины [135-137].

На рисунке 4.1 проиллюстрировано *укрепление ПЗП при эксплуатации скважины с изолирующим пакером.*

Реализация технологии укрепления ПЗП с изолирующим пакером предусматривает поэтапную закачку вяжущей, буферной и отверждающей жидкостей. Перед закачкой технологических жидкостей в затрубное пространство и пространство между НКТ и гибкой трубой (колтюбинг) с помощью азотной установки закачивают инертный газ с целью создания небольшого избыточного давления на 1 МПа выше текущего. На первом этапе осуществляют закачку в разуплотненную зону пласта через колтюбинг вяжущей жидкости. Вслед за вяжущей жидкостью производят закачку буферного раствора в объеме, равном 20 % от объема вяжущей жидкости. Буферная жидкость представляет собой

инертную углеводородную жидкость, которая выполняет две задачи: во-первых, исключает смешение вязущей и отверждающей жидкостей в стволе скважины, во-вторых, способствует продавке вязущей жидкости в слабосцементированную область коллектора.

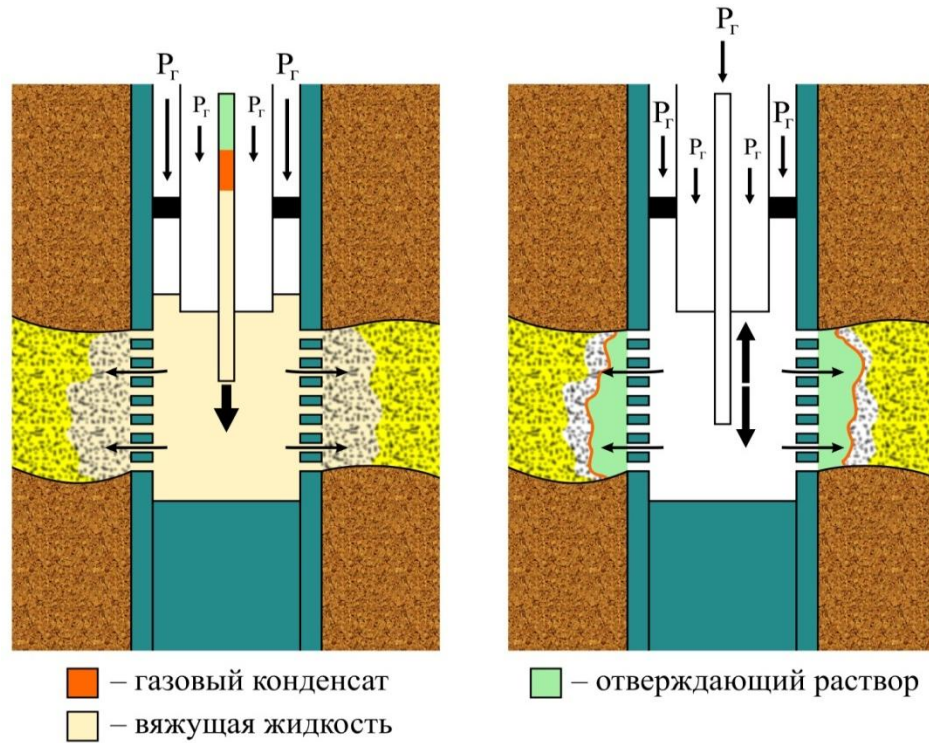


Рисунок 4.1 – Укрепление ПЗП скважины с изолирующим пакером

Затем подключают азотную установку к колтюбингу и инертным газом в течение 2 часов оттесняют вязущую жидкость с конденсатом в обрабатываемую зону пласта. С целью распределения вязущей жидкости в разуплотненном пласте производят возвратно-поступательные движения колтюбинга с подачей азота и в течение 1 часа осуществляют обработку вдоль перфорационных отверстий. При этом давление, создаваемое газом, должно превышать пластовое давление, но исключать гидроразрыв пласта [138-140]. В результате чего происходит равномерное обволакивание молекулами БР и силикатами песчаных частиц и прочная адгезия на их поверхности. На следующем этапе производят закачку отверждающей жидкости в объеме, равном объему вязущей жидкости. Аналогично с использованием азотной установки осуществляют продавку отверждающей жидкости. В результате прокачки отверждающей жидкости происходит взаимодействие ее компонентов с ранее адсорбированными

молекулами с образованием эффективного вяжущего, скрепляющего песчаные частицы в зоне их соприкосновения по граням и ребрам с получением прочной единой проницаемой системы, стойкой к воздействию пластовых вод. После проведения всех операций скважину закрывают на время реакции в течение 1 суток и затем производят освоение скважины путем ее плавного запуска. В процессе освоения удаляется избыток продуктов взаимодействия технологических жидкостей с созданием депрессии, не превышающей значения, при котором может разрушаться закрепленный песок пласта-коллектора и производится очищение фильтрационных каналов для прохождения газового флюида без значительного снижения первоначальной проницаемости продуктивного пласта.

#### *Укрепление ПЗП при беспакерной эксплуатации скважины*

При конструкции скважины, не оборудованной пакером, необходимо создать в затрубном пространстве давление, препятствующее подъему закачиваемых в пласт жидкостей выше интервала перфорации [141].

На рисунке 4.2 изображена схема укрепления ПЗП при беспакерной эксплуатации скважины. НКТ располагают выше интервала перфорации, производят спуск колтюбинга. Технологию укрепления разуплотненной зоны осуществляют по аналогичной схеме, как в варианте с пакером, но с некоторыми отступлениями. Перед закачкой технологических жидкостей в затрубное пространство и пространство между НКТ и колтюбингом закачивают инертный газ, создавая избыточное давление в 1 МПа с целью дальнейшей продавки технологических жидкостей и закрывают его. На следующем этапе осуществляют последовательную закачку в разуплотненную зону пласта вяжущей жидкости и буферного раствора. После закачки буфера открывают затрубное пространство и к трубному и затрубному пространствам подключают азотную установку и инертным газом оттесняют в пласт вяжущий раствор, работая по трубному и затрубному пространствам в течение 2 часов. Затем закрывают затрубное пространство и к колтюбинговым трубам подключают азотную установку с

подачей азота и с помощью возвратно-поступательных движений обрабатывают интервал перфорации. На следующем этапе аналогично производят закачку и продавку отверждающего раствора через колтюбинг. При закачке отверждающей жидкости газ, находящийся в скважине, сжимается и создает дополнительное давление, которое способствует продавке отверждающей жидкости в неконсолидированную область пласта. Дальнейшие операции, связанные с временем отверждения состава и освоения, проводятся как и в технологии укрепления ПЗП скважины, оборудованной пакером.

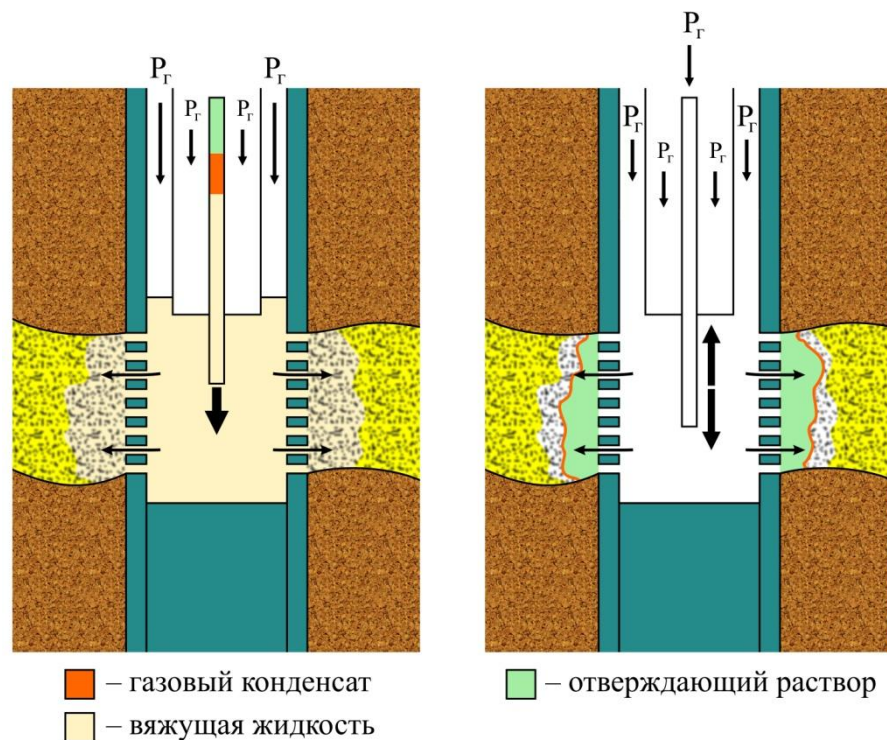


Рисунок 4.2 – Укрепление ПЗП при беспакерной эксплуатации скважины

Укрепление ПЗП с применением состава на основе силикатного реагента с введением БР обеспечивает предупреждение разрушения ПЗП, сохранение фильтрационно-емкостных свойств коллектора, а также предусматривает сокращение материально-технических затрат за счет использования сухих реагентов, недорогих и доступных в продаже.

## 4.2 Технология применения газоцементного тампонажного раствора для укрепления кавернозной области ПЗП

Перед проведением работ по укреплению кавернозной ПЗП необходимо провести подготовительные работы: проверить не загрязнена ли ПЗП технологическими жидкостями и определить приемистость пласта согласно рекомендациям в разделе 4.1.

### *Приготовление раствора*

Тампонажный раствор готовят непосредственно перед проведением работ по укреплению кавернозной ПЗП.

В очищенной емкости производят приготовление газоцементного тампонажного раствора путем затворения и последующего перемешивания в воде реагентов согласно таблице 4.1 в следующей последовательности: комплексоны, тампонажный цемент и алюминиевый порошок до получения однородной консистенции.

Расход реагентов для приготовления 1 м<sup>3</sup> газоцементного тампонажного раствора приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расход материалов для приготовления 1 м<sup>3</sup> тампонажного раствора

Наименование компонентов	Единица измерения	Количество
Тампонажный портландцемент	кг	1000,0
Алюминиевый порошок*	кг	1,0
Смесь фосфанола и НТФ в соотношении 1:1,5*	кг	0,2
Вода	м <sup>3</sup>	0,50
Примечание: * – пересчет количества алюминиевого порошка и смеси комплексонов производится в зависимости от величины давления, которое необходимо создать на забое		

Свойства газоцементного тампонажного раствора и получаемого цементного камня приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Свойства газоцементного тампонажного раствора и цементного камня

Свойства газоцементного тампонажного раствора				Свойства цементного камня	
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Растекаемость, см	Время начала газовыделения, мин	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Открытая пористость, %	Предел прочности при изгибе образцов-балочек размером 40x40x160 мм в возрасте 2 суток, МПа
1830	20	75	52	56,5	4,32

Технология укрепления ПЗП в процессе проведения капитального ремонта скважины с применением тампонажного раствора представлена на рисунке 4.3 и осуществляется следующим образом [142,143]. Башмак НКТ опускают до подошвы укрепляемого интервала. Крепление кавернозной призабойной зоны производят путем закачки газоцементного тампонажного состава в заколонное пустотное пространство через НКТ, работая при закрытом затрубном пространстве. Объем закачиваемого газоцементного состава представляет собой сумму объемов заполнения кавернозного пространства и заполнения составом пространства от подошвы НКТ до верха перфорационных отверстий. На следующем этапе поднимают НКТ выше головы цементного раствора и производят закачку продавочной жидкости в НКТ в объеме, необходимом для создания давления, превышающего пластовое, и затем НКТ поднимают выше головы цементного раствора на 100 м. При этом происходит интенсивная продавка тампонажного состава под давлением продавочной жидкости и сжатого газа. Остатки цементного раствора удаляют из скважины до начала сроков схватывания тампонажного раствора. Одновременно вымывается тампонажный раствор из перфорационных отверстий эксплуатационной колонны, что способствует улучшению фильтрационных характеристик системы "призабойная зона пласта - скважина". При заполнении кавернозного пространства газоцементным тампонажным составом происходит его отверждение с образованием вспенено-проницаемого цементного фильтра. В процессе реакции

гидроксида кальция тампонажного состава с алюминиевым агентом выделяется газ-водород, который способствует получению увеличенного в объёме пористого и проницаемого цементного камня. В результате такого процесса происходит заполнение пустотного пространства с образованием напряженно-сцепленного контакта на границе со сводом каверны, предупреждая разрушение слабосцементированной кровли продуктивного коллектора и обеспечивая эффективное крепление призабойной зоны, исключая вынос пластового песка. После проведения всех операций скважину закрывают на время реакции в течение 1 суток и затем производят освоение скважины путем ее плавного запуска.

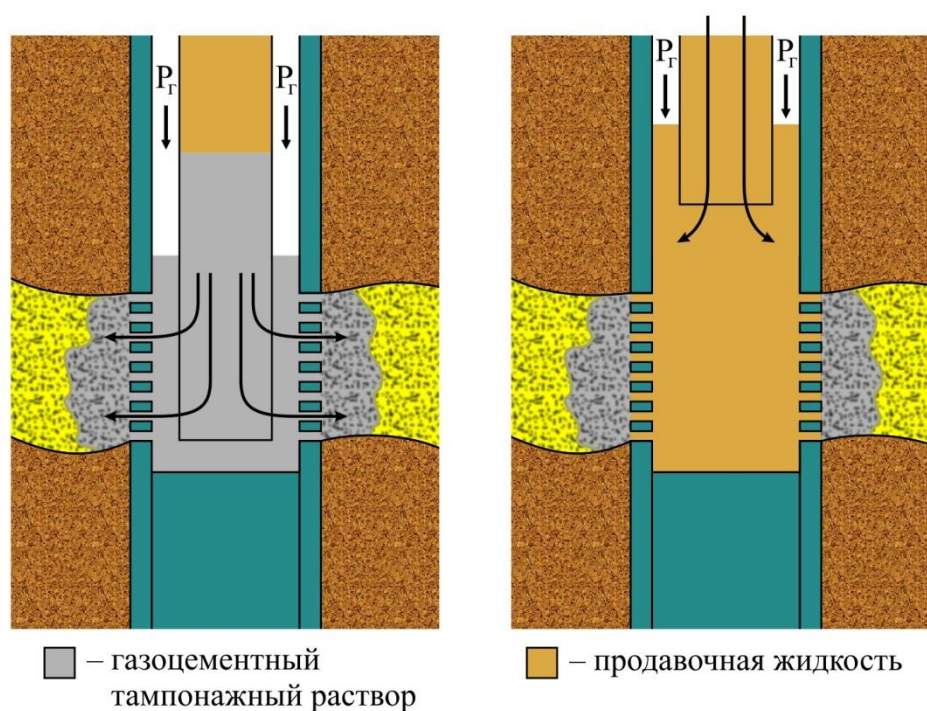


Рисунок 4.3 – Укрепление кавернозной ПЗП газоцементным тампонажным составом

Технология укрепления кавернозной области ПЗП с применением газоцементного тампонажного состава, в рецептуре которого присутствует смесь комплексонов фосфонового типа, обеспечивает беспрепятственное прокачивание состава в зону проведения работ за счет увеличения времени начала газовыделения и снижения динамического напряжения сдвига, а также позволяет

получить проницаемый и прочный цементный камень-фильтр, имеющий сопряженный контакт с поверхностью каверны.

#### **4.3 Оценка экономической эффективности внедрения результатов диссертационной работы**

Расчет выполняется в текущих ценах базового периода без учета НДС, в качестве показателя коммерческой эффективности используется интегральный эффект (чистый дисконтированный доход) и индекс эффективности. Расчет показателей эффективности проводится с использованием принципа «базовая композиция – усовершенствованная композиция». Налоговое окружение принято в соответствии с действующим законодательством РФ. Эффективность разработок заключается в обосновании применения усовершенствованных композиций: состава на силикатной основе и газоцементного тампонажного раствора. Эффект от использования разработок проявляется в увеличении межремонтного периода эксплуатации скважин, сокращения затрат на изготовление укрепляющих составов. Для определения накопленного дисконтированного чистого потока денежных средств от внедрения разработки расчет экономической эффективности проведен из условия укрепления и последующей эксплуатации 38-ми скважин в течение четырех лет (таблицы 4.5 – 4.8). Ожидаемый экономический эффект (чистый дисконтированный доход) составляет 48 700,14 тыс. руб. из расчёта эксплуатации 38-ми скважин в течение четырех лет, ПЗП которых укреплена с использованием состава на силикатной основе (индекс эффективности равен 0,92) и 47 969,28 тыс. руб. с применением газоцементного тампонажного раствора (индекс эффективности равен 1,55).

Таблица 4.5 – Исходные данные

<b>Наименование показателей</b>	<b>Значение</b>
Количество скважин для внедрения новых составов (технологии):	
2016	5
2017	10
2018	18
2019	5
Средняя стоимость 1 м <sup>3</sup> технологической жидкости, приготовляемой по базовой технологии, тыс. руб.	176,10
Средняя стоимость 1 м <sup>3</sup> технологической жидкости, приготовленной по внедряемой технологии, тыс. руб.	170,32
Объем поглощаемого раствора на 1 скважине, м <sup>3</sup>	4
Сокращение времени проведения ремонтных работ на 1 скважине за счет внедрения новой технологии, сут.	1
Суточный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут.	140,00
Удельный показатель чистой прибыли, руб./тыс. м <sup>3</sup>	518,00
Норма дисконта, %	12

Таблица 4.6 – Расчет экономической эффективности применения состава на силикатной основе на 4 года

Наименование показателя	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого:
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Количество скважин для внедрения новых составов (технологии)	ед.	5	10	18	5				
Стоимость проведения ремонтных работ на 1 скважине по базовой технологии	тыс. руб.	657,88	707,40	760,64	820,05				
Стоимость проведения ремонтных работ на 1 скважине по внедряемой технологии	тыс. руб.	631,93	679,50	730,64	788,64				
Экономия за счет сокращения стоимости услуг на весь объем внедрения	тыс. руб.	129,75	279,00	540,00	157,05				1105,80
Средняя стоимость 1 м <sup>3</sup> технологической жидкости, приготовляемой по базовой технологии	тыс. руб.	176,10	176,10	176,10	176,10				
Объем поглощаемого раствора на 1 скважине при применении базовой технологии	м <sup>3</sup>	4	4	4	4				
Средняя стоимость технологической жидкости, приготовляемой по базовой технологии (на весь объем внедрения)	тыс. руб.	3522,00	7044,00	12679,20	3522,00				
Средняя стоимость 1 м <sup>3</sup> технологической жидкости, приготовленной по внедряемой технологии	тыс. руб.	170,32	170,32	170,32	170,32				

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Объем поглощаемого раствора на 1 скважине при применении внедряемой технологии	м <sup>3</sup>	4	4	4	4				
Средняя стоимость технологической жидкости, приготовляемой по внедряемой технологии (на весь объем внедрения)	тыс. руб.	3406,40	6812,80	12263,04	3406,40				
Экономия за счет сокращения стоимости технологической жидкости на весь объем внедрения	тыс. руб.	115,60	231,20	416,16	115,60				878,56
Сокращение времени проведения ремонтных работ на 1 скважине за счет внедрения новой технологии	сут.	1	1	1	1				
Суточный дебит 1 скважины	тыс м <sup>3</sup> / сут.	140,00	140,00	140,00	140,00				
Удельная прибыль от реализации дополнительно добытого газа за счет сокращения времени проведения ремонтных работ на весь объем внедрения	тыс. руб.	362,60	725,20	1305,36	362,60				2755,76
Объем дополнительно добытого газа за счет лучшего восстановления ФЭС на 1 скважине по базовой технологии	тыс м <sup>3</sup> / сут.	6,00	6,00	8,00	10,00				
Объем дополнительно добытого газа за счет лучшего восстановления ФЭС на 1 скважине по внедряемой технологии	тыс м <sup>3</sup> / сут.	10,00	10,00	12,00	15,00				

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Время работы скважины в год внедрения технологии	сут.	120	120	120	120				
Объем дополнительно добытого газа за счет лучшего восстановления ФЭС на весь объем внедрения	тыс м <sup>3</sup> /год	2400,00	4800,00	8640,00	3000,00				
Время работы скважины в год после внедрения технологии	сут.	365	365	365	365	365	365	365	
Объем дополнительно добытого газа за счет лучшего восстановления ФЭС	тыс м <sup>3</sup> /год		7300,00	21900,00	48180,00	50005,00	35405,00	9125,00	
Удельный показатель чистой прибыли от реализации дополнительно добытого газа	руб./ тыс м <sup>3</sup>	518,00	518,00	518,00	518,00	518,00	518,00	518,00	
Удельная прибыль от реализации дополнительно добытого газа за счет лучшего восстановления ФЭС	тыс. руб.	1243,20	6267,80	15819,72	26511,24	25902,59	18339,79	4726,75	91300,09
Всего прибыль от применения разработки	тыс. руб.	1851,15	7503,20	18081,24	27146,49	25902,59	18339,79	4726,75	94196,86
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	245,35	510,20	956,16	272,65	0,00	0,00	0,00	1228,81
Ставка налога на прибыль	%	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	
Налог на прибыль	тыс. руб.	49,07	102,04	191,23	54,53	0,00	0,00	0,00	245,76
Чистая прибыль	тыс. руб.	1802,08	7401,16	17890,01	27091,96	25902,59	18339,79	4726,75	93951,10
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	-1357,57	606,16	4738,49	23148,76	25902,59	18339,79	4726,75	76104,97
Накопленный чистый поток денежных средств	тыс. руб.	-1357,57	-751,41	3987,08	27135,84	53038,43	71378,22	76104,97	
Норма дисконта	%	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	
Коэффициент дисконтирования		1,0000	0,8929	0,7972	0,7118	0,6355	0,5674	0,5066	



Таблица 4.7 – Исходные данные для расчета

<b>Наименование показателей</b>	<b>Значение</b>
Количество скважин для внедрения новых составов :	
2016 г.	5
2017 г.	10
2018 г.	18
2019 г.	5
Средняя стоимость 1 м <sup>3</sup> технологической жидкости, приготовляемой по базовой технологии, тыс. руб.	21,03
Средняя стоимость 1 м <sup>3</sup> технологической жидкости, приготовленной по внедряемой технологии, тыс. руб.	20,85
Объем поглощаемого раствора на 1 скважине, м <sup>3</sup>	5
Сокращение времени проведения ремонтных работ на 1 скважине за счет внедрения новой технологии, сут.	1
Суточный дебит, тыс. м <sup>3</sup> / сут.	130,00
Удельный показатель чистой прибыли, руб./ тыс. м <sup>3</sup>	518,00
Норма дисконта, %	12
Суточный дебит, тыс. м <sup>3</sup> / сут.	130,00

Таблица 4.8 – Расчет экономической эффективности применения газоцементного тампонажного раствора на 4 года

Наименование показателя	Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого:
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Количество скважин для внедрения новых составов (технологии)	ед.	5	10	18	5				
Стоимость проведения ремонтных работ на 1 скважине по базовой технологии	тыс. руб.	657,88	707,40	760,64	820,05				
Стоимость проведения ремонтных работ на 1 скважине по внедряемой технологии	тыс. руб.	631,93	679,50	730,64	788,64				
Экономия за счет сокращения стоимости услуг на весь объем внедрения	тыс. руб.	129,75	279,00	540,00	157,05				1105,80
Средняя стоимость 1 м <sup>3</sup> технологической жидкости, приготовляемой по базовой технологии	тыс. руб.	21,03	21,03	21,03	21,03				
Объем поглощаемого раствора на 1 скважине при применении базовой технологии	м <sup>3</sup>	5	5	5	5				
Средняя стоимость технологической жидкости, приготовляемой по базовой технологии (на весь объем внедрения)	тыс. руб.	525,75	1051,50	1892,70	525,75				

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Средняя стоимость 1 м <sup>3</sup> технологической жидкости, приготовленной по внедряемой технологии	тыс. руб.	20,85	20,85	20,85	20,85				
Объем поглощаемого раствора на 1 скважине при применении внедряемой технологии	м <sup>3</sup>	5	5	5	5				
Средняя стоимость технологической жидкости,готавливаемой по внедряемой технологии (на весь объем внедрения)	тыс. руб.	521,25	1042,50	1876,50	521,25				
Экономия за счет сокращения стоимости технологической жидкости на весь объем внедрения	тыс. руб.	4,50	9,00	16,20	4,50				34,20
Сокращение времени проведения ремонтных работ на 1 скважине за счет внедрения новой технологии	сут.	1	1	1	1				
Суточный дебит 1 скважины	тыс м <sup>3</sup> /сут.	130,00	130,00	130,00	130,00				





На основании проведённой оценки экономического эффекта усовершенствованных композиций предложенные составы могут быть применимы для укрепления разуплотненного коллектора скважин, ПЗП которых характеризуется разной степенью разрушения.

Выводы:

1. Приведены практические рекомендации по закачке усовершенствованных составов, применяемых на различных стадиях разрушения ПЗП.

2. Произведена оценка экономического эффекта от внедрения предложенных составов для укрепления ПЗП. Показатель коммерческой эффективности использования состава на силикатной основе составляет 47 969,28 тыс. руб., газоцементного тампонажного раствора – 48 700,14 тыс. руб.

## Заключение

1. На основе систематизации основных факторов разрушения коллектора определены основные причины пескопроявлений и способы борьбы с выносом песка при освоении и ремонте скважин.

2. Экспериментально установлено, что введение белкового реагента в количестве 1 мас. % в состав обеспечивает сохранение низкой вязкости вяжущего раствора  $\eta=8$  мПа·с, а течение такой жидкости подчиняется ньютоновской модели, способствуя проникновению вяжущей жидкости в пласт. Применение белкового реагента способствует упрочнению связи основного скрепляющего вещества с песчаной породой пласта благодаря явлению «обволакивания» адсорбированных на поверхности песчаных частиц силикат-ионов молекулами белкового реагента, что приводит к повышению прочности консолидированного песчаного образца  $R_{сж.}=2,86$  МПа при сохранении коэффициента восстановления проницаемости  $K_{в.п.}=81,46$  %.

3. Выявлено, что наиболее плотный гель, имеющий минимальное количество несвязанной воды в своей структуре, образуется путем воздействия на раствор полимера ВПРГ коагулирующей смесью с количественным соотношением солей хлорида магния и кальция, равным 0,6:0,4. Обработка песчаного керна данной композицией позволяет увеличить коэффициент восстановления проницаемости  $K_{в.п.}$  на 9 % ( $K_{в.п.}=83,4$  %) при высокой прочности крепления  $R_{сж.}=2,61$  МПа.

4. Установлено, что введение смеси фосфанола и НТФ в газоцементный тампонажный раствор в сравнении с аналогом позволяет снизить динамическое напряжение сдвига на 7,1 %, увеличить время начала газовыделения на 25 %, увеличить прочность при изгибе на 55 %.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Антониади, Д.Г. Анализ известных представлений по проблеме пескопроявления / Д.Г. Антониади, О.В. Савенок, В.А. Бондаренко // Газовая промышленность спецвыпуск: Эксплуатация месторождений углеводородов на поздней стадии разработки. – 2014. – № 708. – С.61-65.
2. Разработать и внедрить технологию удаления глинисто-песчаных пробок из горизонтальных участков газовых и газоконденсатных скважин: отчет о НИР: 8Г/98.99, задание 7 / СевКавНИПИГаз; рук. Гасумов Р.А.; исполн. Бекетов С.Б. – Ставрополь, 1998.
3. Могутов, Н.А. Решение проблем выноса песка из продуктивных слоев Приразломного месторождения / Н.А. Могутов // Бурение и нефть. – 2013. – № 4. – С. 23-25.
4. Башкатов, А.Д. Предупреждение пескования скважин / А.Д. Башкатов. – М.: Недра, 1991. – 176 с.
5. Арментор, Р.Д. Предотвращение выноса песка из добывающих скважин / Р.Д. Арментор, М.Р. Уайз, М. Боумен [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2007–. № лето 2007. – С. 4-17.
6. Моторин, Д.В. Проблемы добычи газа на завершающем этапе разработки месторождений / Д.В. Моторин, П.С. Кротов, В.В. Гурьянов // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 10. – С. 45-57.
7. Гасумов, Р.А. Исследование причин пескопроявлений при эксплуатации газовых скважин /Р.А. Гасумов, В.Г. Темиров, А.А. Перейма, В.И. Чернухин // Строительство газовых и газоконденсатных скважин: сб. науч. тр. / ОАО «Газпром», ООО «Газпром ВНИИГаз», ОАО «СевКавНИПИГаз». – М., 1999. – С. 82-89.
8. Перейма, А.А. Причины разрушения призабойной зоны пласта в скважинах месторождений Западной Сибири / А.А. Перейма, Е.Ю. Кукулинская // 50-летие создания СевКавНИПИГаз и 20-летие открытого

акционерного общества «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов»: тез. докл. X межд. науч. - практ. нефтегазовая конф. (Ставрополь, 15-20 сент. 2013 г.) / СевКавНИПИгаз. - Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2013. – С. 82-86.

9. Перейма А.А. Анализ причин разрушения призабойной зоны пласта в нефтегазовых скважинах и методы его предотвращения / А.А. Перейма, Е.Ю. Кукулинская // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 5. – С. 35-41

10. Stein N., Oden A.S., Jones L.G. Estimating maximum sand-free production rates from friable sands for different well completion geometry //Journal of Petroleum Technology. – 1974. – October. – P. 138-141.

11. Баррил, Р. Предотвращение выноса песка при высоких дебитах газовых скважин / Р. Баррил, Л. Гей // Нефть, газ и нефтехимия: вып. 9. –1983. – С. 10-14.

12. Ягудин, Р.А Особенности крепления призабойной зоны слабосцементированных пластов синтетическими смолами / Р.А. Ягудин, В.А. Стрижнев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – Вып.7. – С.43-47.

13. Истомин, В.А. Динамика движения границы фазового перехода в породах вокруг газовой скважины при ее сооружении, консервации и эксплуатации / В.А. Истомин, Б.В. Дегтярев, Н.Р. Колушев // Сб. науч. тр. / ВНИИГаз: Проблемы эксплуатации газовых скважин на месторождениях с осложненными горно-геологическими условиями. – М.: ВНИИГаз, 1980. – С. 89-96.

14. Маслов, И.И. Крепление призабойной зоны скважин вспененными смолами / И.И. Маслов, Г.М. Швед, Н.А. Сушкова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1979. – 12. – С. 53-55.

15. Менжинская, В.В. Методы искусственного закрепления песчаных и глинистых грунтов / В.В. Менжинская // М.: ОНТИ ВИЭМС.– 1967. –33 с.

16. Суковицын, В.А. Совершенствование технологий восстановления герметичности крепи и промывки скважин в условиях значительного падения пластовых давлений: дис... канд. техн. наук: 25.00.15: защищена 15.09.14: утв. 17.11.14 / Суковицын Владимир Александрович. – Ставрополь, 2014.–178 с.

17. Остапов, О.С. Создание цементированного проницаемого песчаного барьера при проведении ремонтно-восстановительных работ в скважине / О.С. Остапов, В.Г. Мосиенко, С.В. Нерсесов [и др.] // Вузовская наука - Северо-Кавказскому региону: материалы V регион. науч.-техн. конф. СевКавГТУ. – Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИГаз», 2001. – С. 37-38.

18. Перейма, А.А. Набухание глинистого материала горных пород как оценка степени воздействия технологических жидкостей на призабойную зону скважин / А.А. Перейма, Е.Ю. Кукулинская // Газовая промышленность. – 2015. – №1. – С. 51-56.

19. Перейма, А.А. Влияние технологических жидкостей на рыхлую слабосцементированную породу призабойной зоны пласта / А.А. Перейма, Е.Ю. Кукулинская // XI Межд. науч. - практ. нефтегазовая конф.: материалы конф. (Ставрополь, 15-20 сент. 2014 г.) / СевКавНИПИГаз. - Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2014. – С. 104-108.

20. Хуббатов, А.А. К вопросу об устойчивости глинистых пород / А.А. Хуббатов, А.М. Гайдаров, А.Д. Норов, М.М.-Р. Гайдаров // Территория нефтегаз. – 2014. – № 5. – С. 22-32.

21. Савочкин, А.В. Эксплуатация скважин, осложненных повышенным выносом песка, на месторождениях ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» / А.В. Савочкин // Производственно-технический журнал «Инженерная практика». – 2014. – №2. – С. 24-34.

22. Гасумов, Р.А. Анализ причин выноса песка при эксплуатации сеноманских газовых скважин Уренгойского ГКМ / Р.А. Гасумов, А.А. Перейма, В.Е. Перейма [и др.] // Сб. науч. тр. / ВНИИГаз: Строительство

газовых и газоконденсатных скважин. – М.: ВНИИГаз, 1996. – С. 34-41.

23. Динков, А.В. Газогидродинамические исследования скважин сеноманской залежи Уренгойского месторождения в условиях обводнения и разрушения коллектора призабойной зоны / А.В. Динков, Г.С. Ли, Ю.С. Кузнецов, А.Н. Пономарев // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса – М.: Недра, 1998. – С. 317-322.

24. Басарыгин, Ю.М. Материалы и реагенты для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, В.И. Дадыка // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 349 с.

25. Озоренко, А.Ф. Предупреждение и ликвидация газопроявлений при бурении скважин / А.Ф. Озоренко, А.К. Куксов, А.И. Булатов [и др.] – М.: Недра, 1978. – 279 с.

26. Пат. 2138616 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> Е 21В 33/138. Состав для крепления призабойной зоны пласта / Перейма А.А., Гасумов Р.А., Лeksuков Ю.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «СевКавНИПИГаз». – №97118822/03: заявл. 11.11.1997; опубл. 27.09.1999.

27. Гасумов, Р.А. Отверждающаяся технологическая жидкость для химической обработки призабойной зоны пласта / Р.А. Гасумов, А.А. Перейма, О.С. Остапов [и др.] // Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ: сб. науч. тр.: вып. 34 / ОАО «Газпром», ОАО «СевКавНИПИГаз». – Ставрополь. – 2001. – С. 17-26.

28. Перейма, А.А. Способы предотвращения разрушения призабойной зоны пласта в газовых скважинах / А.А. Перейма, Е.Ю. Кукулинская // 50-летие создания СевКавНИПИГаз и 20-летие открытого акционерного общества «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов»: тез. докл. X межд. науч. - практ. нефтегазовая конф. (Ставрополь, 15-20 сент. 2013 г.) / СевКавНИПИГаз. - Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2013. – С. 87-91.

29. Базлов, М.Н. Крепление призабойной зоны скважин

смолопесчаными смесями / М.Н. Базлов, И.И. Маслов, Г.М. Швед [и др.] – М.: ВНИИОЭНГ. – 1978.

30. Перейма, А.А. Технологические жидкости для ремонта скважин, обеспечивающие экологическую безопасность их эксплуатации / А.А. Перейма, В.Е. Черкасова, Е.Ю. Кукулинская // Проблемы устойчивого развития горных районов Северного Кавказа в условиях глобальных изменений: исследования и практика: материалы межд. науч.-практ. конф. (Грозный, 15-20 сент. 2014 г.) / Чеченский госуниверситет - Грозный: Чеченский госуниверситет, 2014. – С. 243-250.

31. Перейма, А.А. Инновационные технологии укрепления рыхлых слабосцементированных пород призабойной зоны пласта в нефтегазовых скважинах / А.А. Перейма, Е.Ю. Кукулинская // Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли: материалы IV Всероссийской науч.- практ. конф. «Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа» (Ставрополь, 15-20 сент. 2014 г.) / СКФУ. - Ставрополь: СКФУ, 2014. – С. 150-152.

32. Пат. 2138616 Российская Федерация, Е 21В 33/138. Состав для крепления призабойной зоны пласта / Перейма А.А., Гасумов Р.А., Лeksuков Ю.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «СевКавНИПИГаз». – № 97118822/03; заявл. 11.11.97; опубл. 27.09.99.

33. Перейма А.А. Укрепление слабосцементированных пород в нефтегазовых скважинах химической обработкой призабойной зоны пласта / А.А. Перейма, Е.Ю. Кукулинская // Газовая промышленность. – 2014. – № 9. – С.108-113.

34. Гасумов, Р.А. Отверждающаяся технологическая жидкость для химической обработки призабойной зоны пласта / Р.А. Гасумов, А.А. Перейма, О.С. Остапов [и др.] Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ: сб. науч. тр.: вып. 34 / ОАО «СевКавНИПИГаз». – Ставрополь: СевКавНИПИГаз. – 2001. – С. 17-25.

35. Сьюмен, Д., Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах / Д. Сьюмен, Р. Эллис, Р. Снайдер; Пер. с англ. и ред. М.А. Цайгера. – М.: Недра, 1986. – 176 с.

36. Каушанский Д.А. Инновационная технология ограничения выноса механических примесей (песка) в газовых скважинах и технология увеличения добычи нефти на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений [Электронный ресурс] /Д.А. Каушанский – Режим доступа: – URL: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_5/kaushansky.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_5/kaushansky.pdf) (дата обращения 14.04.2014).

37. Каушанский, Д.А. Технология воздействия на продуктивные пласты полимерно-гелевой системы «Темпоскрин» / Д.А. Каушанский // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 12. – С. 48-50.

38. Пат. 2399751 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> E21B43/22. Способ снижения пескопроявлений в газовых скважинах с аномально низким пластовым давлением / Каушанский Д.А.; заявитель и патентообладатель ИПНГ РАН. – № 2009121134/03; заявл. 03.06.09; опубл. 20.09.10.

39. Пескопроявления в скважинах и борьба с ними [Электронный ресурс.] – Режим доступа: – URL: [http://water-control.narod.ru/2\\_9/html](http://water-control.narod.ru/2_9/html) (дата обращения 10.11.2014).

40. Двойников, М.В. Анализ и обоснование выбора составов для ограничения водопритокков при заканчивании скважин / М.В. Двойников, М.В. Нуцкова, В.Н. Кучин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16. – № 1. – С. 33-39.

41. Бондаренко, В.А. Опыт борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения Краснодарского края / В.А. Бондаренко, В.Н. Климовец, В.И. Щетников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 6. – С. 17-21.

42. Сервисная нефтяная компания ООО «СНК» [Электронный ресурс] – Режим доступа: – URL: <http://snkoil.com/torgovye-brendy/remont-skvazhin/link/> (дата обращения 10.04.2016).

43. Гасумов, Р.А. Технология крепления скважин, пробуренных в условиях депрессии на пласт / Р.А. Гасумов, К.М. Тагиров, С.Б. Бекетов [и др.] // «Вузовская наука - Северо-Кавказскому региону»: материалы III региональной науч.-техн. конф., СевКавГТУ. – Ставрополь, СевКавГТУ, 1999. – С. 19-25.

44. Сувернев, С.П. Опыт применения химреагентов компании «Champion technologies» на нефтепромыслах ТНК-ВР // Инженерная практика. – 2011. – Спецвыпуск. – С. 74-78.

45. Ефимов, И.Н. Разработка и испытание пескоукрепляющего состава Химеко-П на скважинах Песчано-Уметского ПХГ / И.Н. Ефимов, В.А. Нескин, Л.А. Магадова [и др.] // Газовая промышленность. – 2013. – № 7. – С.43-47.

46. Никитин, Р.С. Оценка эффективности оборудования скважин противопесочными фильтрами на Елшано-Курдюмском ПХГ / Р.С. Никитин, В.В. Никишов // Газовая промышленность. – 2006. – № 11. – С. 89-82.

47. Тананыхин, Д.С. Обоснование технологии крепления слабосцементированных песчаников в призабойной зоне нефтяных и газовых скважин химическим способом: автореф. дис...канд. техн. наук: 25.00.17. / Тананыхин Дмитрий Сергеевич – СПб., 2013. – 20 с.

48. Пат. 2475622 Российская Федерация, МПК E21B33/13, C09K8/56. Способ крепления призабойной зоны продуктивного пласта газовых скважин / Тананыхин Д.С., Петухов А.В., Сюзев О.Б., Никитин М.Н.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный горный университет». – № 2011134125/03; заявл. 12.08.11; опубл. 20.02.13.

49. Гасумов, Р.А. Блокирование песчано-глинистых коллекторов в скважинах с АНПД при проведении ремонтных работ / Р.А. Гасумов, В.Е. Шмельков, Н.Б. Козлов [и др.] // I регион. НТК «Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону»: тез. докл. научн.-техн. конф. (Ставрополь, 1997 г.) / СтГТУ. – Ставрополь: СтГТУ, 1997. – С. 151.

50. Гасумов, Р.А. Техничко-технологические решения, направленные на повышение производительности месторождений Западной Сибири (сеноманская залежь) / Р.А. Гасумов, О.С. Остапов, В.Г. Мосиенко, О.В. Крюков [и др.] // Вузовская наука - Северо-Кавказскому региону: материалы VI регион, научн.-техн. конф. СевКавГТУ. – Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2002. – 24 с.

51. Остапов, О.С. Борьба с выносом песка на газовых месторождениях Западной Сибири / О.С. Остапов, В.Г. Мосиенко, А.В. Климанов, С.В. Нерсесов // Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации подземных хранилищ газа: сб. науч. тр.: вып. 33 / ОАО «Газпром», ОАО «СевКавНИПИгаз». – Ставрополь. – 2000. – С. 22-23.

52. Обзор применяемых в мире систем заканчивания для предотвращения пескопроявления [Электронный ресурс] – Режим доступа: – URL: <http://kk.convdocs.org/docs/index-205326.html> (дата обращения 04.11.2014).

53. Маслов, И.И. Методы борьбы с выносом песка из нефтяных скважин / И.И. Маслов // Обзор. сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – С.15-18.

54. Гасумов, Р.А. Укрепление слабосцементированных пород продуктивного пласта / Р.А. Гасумов, Е.Ю. Кукулинская, Ю.К. Димитриади, Б.Ф. Галай // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – №11. – С. 32-35.

55. Мелик-Асланов, Л.С. Исследование некоторых вопросов вскрытия мезозойских отложений Азербайджана / Л.С. Мелик-Асланов, О.А. Сидоров,

М.Д. Насиров // Труды АзНИИДН, вып. XXII, Баку: Азгосиздат, 1972. – С. 385-392.

56. Мартос, В.Н. Методы борьбы с выносом песка / В.Н. Мартос - М.: ВНИИОЭНГ, 1973. – 112 с.

57. Цайгер, М.А. Современное состояние методов укрепления призабойных зон скважин смолами / М.А. Цайгер – М.: ВНИИОЭНГ, 1967. – 44 с.

58. Пат. 2000117653 Российская Федерация, МПК Е 21 В 33/13. Способ восстановления призабойной зоны пласта газовой скважины / Тагиров К.М., Дубенко В.Е., Андрианов Н.И., Зиновьев В.В; заявитель и патентообладатель ОАО "Северо-Кавказский научно- исследовательский проектный институт природных газов" ОАО "Газпром"– № 2000117653/03 2000117653/03; заявл. 04.07.00; опубл. 20.06.02.

59. Гришин, Д.В. Анализ факторов, обуславливающих процессы разрушения призабойных зон скважин Гатчинского ПХГ, и прогноз пескопроявлений / Д.В. Гришин, А.В. Петухов, А.А. Петухов // Записки горного института. – 2010. – С. 207-213.

60. Данюшевский, В.С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В.С. Данюшевский [и др.] – М.: Недра, 1987. – С.185.

61. Пат. 2059059 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> Е 21 В 33/138. Газоцементный состав / Перейма А.А., Тагиров К.М., Ильяев В.И.; заявитель и патентообладатель ОАО «СевКавНИПИГаз». – № 93052292/33; заявл. 18.11.93; опубл. 27.04.96.

62. Пат. 2154729 Российская Федерация, МПК Е 21 В 33/138. Тампонажная смесь / Вяхирев В.И., Гереш П.А., Добрынин Н.М.; заявитель и патентообладатель ЗАО "Нефтегазовая компания "Стройтрансгаз-ойл». – № 99125239/03; заявл. 02.12.99; опубл. 20.08.00.

63. А. с. 1726731 СССР, МКИ Е 21 В 33/138, 43/02. Тампонажный раствор / А.Б. Сулейманов, К.К. Мамедов, А.М. Ширинов,

Ф.А. Меликбеков, З.Т. Гасанов, Н.Б. Нуриев (СССР). – № 4712916/03; заявл. 12.06.89; опубл. 15.04.92.

64. А. с. 1154435 СССР, МКИ Е 21 В 33/138. Состав для крепления призабойной зоны слабосцементированных пластов / А.Т. Рзаев, Д.А. Рагимов, И.Ю. Рагимов (СССР). – № 3636742; заявл. 19.08.83; опубл. 07.05.85.

65. Пат. 2121560 Российская Федерация, МПК 6 Е 21 В 33/138. Состав для крепления призабойной зоны слабосцементированных пластов / Перейма А.А., Гасумов Р. А., Астапова З.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «СевКавНИПИгаз». – № 96124610/03; заявл. 31.12.96; опубл. 10.11.98.

66. Перейма, А.А. Применение жидкого стекла для укрепления рыхлых пород призабойной зоны пласта газовых скважин / А.А Перейма, Е.Ю. Кукулинская // Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса: материалы XVIII межд. науч.-практ. конф. – Владимир: Аркаим, 2014. – С. 134-136.

67. Гасумов, Р.А. Исследование состава на силикатной основе для укрепления слабосцементированной породы пласта / Р.А. Гасумов, Е.Ю. Кукулинская, А.Я. Третьяк, В.П. Мочалов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – №1(69). –С. 54-61.

68. Айлер Р. Химия кремнезема: в 2 т.: Т.1 / Р. Айлер – М.: Химия,1982. – 416 с.

69. Пащенко, А.А. Вяжущие материалы / А.А. Пащенко, В.П. Сербин, Е.А. Старчевская. – Киев: Вища школа, 1975. – 443 с.

70. Stein, N. Calculate drawdown that will on use sand production/ N. Stein //World Oil.– 1988.–V. 206, n.4. – P. 48-49.

71. Пат. 2172811 Российская Федерация, МКИ<sup>7</sup> Е 21 В 33/13, 33/138. Способ крепления призабойной зоны продуктивного пласта / Мосиенко В.Г.,

Гасумов Р.А., Нерсесов С.В., Остапов О.С., Минликаев В.З.; заявитель и патентообладатель ОАО "Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов" ОАО "Газпром" – № 99122807/03; заявл. 01.11.99; опубл. 27.08.01.

72. Rogers, E.B. Chemical consolidation II / E.B. Rogers // Oil and Gas J. – 1971. – V. – 69. № 46. – P. 152-161.

73. Кукулинская, Е.Ю. Влияние реагента белкового происхождения на свойства состава для укрепления ПЗП / Е.Ю. Кукулинская, С.В. Пушкарёва, С.В. Гаранин, Н.А. Марков // XII Межд. науч.- практ. нефтегазовая конф.: материалы конф. (Ставрополь, 15-20 сент. 2015 г.) / СевКавНИПИГаз. - Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2015. – С. 147-148.

74. Кукулинская, Е.Ю. Способ укрепления ПЗП / Е.Ю. Кукулинская, Е.А. Сергиенко // Проблемы развития газовой промышленности Сибири: тез. докл. XVIII науч.- практ. конф. молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза (Тюмень, 15-20 сент. 2014 г.) / ТюменНИИгипрогаз. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2014. – С.107-109.

75. Магадова, Л.А. Разработка композиции для крепления призабойной зоны пласта в скважинах подземных хранилищ газа / Л.А. Магадова, Н.Н. Ефимов, В.Б. Губанов, В.А. Нескин, М.В. Трофимова // Территория НЕФТЕГАЗ. – М.: ЗАО «Камелот Пабблишинг», 2012. – № 5. – С. 63-67.

76. Рейнер, М. Реология / М. Рейнер – пер. с англ. – М.: 1965.–231 с.

77. Подгорнов, В.М. Практикум по заканчиванию скважин / В.М. Подгорнов, И.А. Ведищев – М.: Недра, 1985. – 143 с.

78. Мосиенко, В.Г. Универсальная установка для испытания для испытания газопроницаемости керна / В.Г. Мосиенко, Р.А. Гасумов, С.В. Нерсесов – М.: ВНИИГАЗ, 1977. – С.54-56.

79. Вискозиметр. Модель 35. «Стандарт отрасли». – Руководство по эксплуатации. – Fann Instrument Company, 2000.

80. Маковой, Н. Гидравлика бурения / Н. Маковой – Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
81. Земляной, А.А. Совершенствование методов изоляции водопритоков в скважинах с горизонтальным окончанием: дис... канд. техн. наук: 25.15.00 / Земляной Александр Андреевич. – Уфа, 2016. – 125 с.
82. Бабаян, Э.В. Буровые технологии/ Э.В. Бабаян//2-е изд., доп. – Краснодар: Совет. Кубань, 2009. – 896 с.
83. Гасумов, Р.А. К вопросу о методике испытания изолирующей способности специальных технологических жидкостей и тампонажных растворов / Р.А. Гасумов, В.Г. Мосиенко, С.В. Нерсесов // Сб. науч. тр. / ВНИИГаз. – М.: ВНИИГАЗ, 1997. – С. 51-54.
84. Мосиенко, В.Г. К вопросу о методике испытания изолирующих составов-герметиков / В.Г. Мосиенко, Р.А. Гасумов, А.М. Педус // Строительство газовых и газоконденсатных скважин. – 1995. – С. 76-79.
85. Stavland, A. In-Depth Water Diversion Using Sodium Silicate on Snorre-Factors Controlling In-Depth Placement / A. Stavland, O. Vilcane, K. Skrettingland // Paper SPE 143836. – 2011. – 12 p.
83. Гасумов, Р.А. К вопросу о причинах разрушения ПЗП в газовых скважинах сеноманской залежи Уренгойского ГКМ и способы их предотвращения / Р.А. Гасумов, О.С. Остапов, А.В. Климанов, О.В. Крюков // Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ: сб. науч. тр.: вып. 34. – Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2001. – С. 13–17.
84. Гасумов Р.А. Технологические решения, направленные на ограничение выноса пластового песка из добывающих газовых скважин / Р.А. Гасумов, Е.Ю. Кукулинская // Наука. Инновации. Технологии. – 2016. – № 3. – С.165-176.
85. СТО – ГК «Трансстрой» 007-2007 Асфальтобетон. Метод оценки устойчивости к образованию колеи пластичности // Утв. 23.07.07: Группа компаний Трансстрой.

86. Мирончук, С.А. Метод определения устойчивости асфальтобетонных покрытий автомобильных дорог к накоплению остаточных деформаций под воздействием динамических нагрузок: дис.... канд. техн. наук: 05.23.11: защищена 25.03.15: утв. 04.10.15 / Мирончук Сергей Александрович. – Воронеж, 2015. – 188 с.

87. Топчий, Ю.С. Модифицированный белковый пластификатор для цементных систем / Ю.С Топчий, Д.М. Хабиров // Технологии бетонов. – М.: 2013. – № 11. – С. 46-47.

88. Жуковский, К.А. Ликвидация пескопроявления при добыче газа / К.А. Жуковский, А.А.Ахметов, А.М. Шаринов [и др.] // Газовая промышленность. – 1998. – № 9. – С. 20-22.

89. Григорьев, П.Н. Растворимое стекло / П.Н. Григорьев, М.А. Матвеев – М.: Промстройиздат, 1956. – 443 с.

90. Мосиенко, В.Г. Технология проведения ремонтно-восстановительных работ в призабойной зоне продуктивного пласта газовых скважин / В.Г. Мосиенко, А.В. Климанов, О.С. Остапов, С.В. Нерсесов // Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ: сб. науч. тр.: вып. 34 / ОАО «Газпром», ОАО «СевКавНИПИГаз». – Ставрополь, 2001. – С. 105-109.

91. Patented 3121462 Method of formation consolidation. William L.Martin, John D. Alexander, and John N. Dew, Ponca City, Okla., assignors to Continental Oil Company, Ponca City, Okla., a corporation of Delaware No Drawing. Filed Sept. 17, 1959, Ser. no. 840519 6 Claims (Cl. 166–29).

92. Амиян, А.В. Освоение нефтяных и газовых скважин / А.В. Амиян – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 75 с.

93. Гасумов, Р.А. Использование энергии пласта при очистке забоя скважины от песчаных пробок / Р.А. Гасумов, Э.Р. Гасумов // Проблемы добычи газа, газового конденсата, нефти: тез. докл. V межд. науч.-практ. конф. / ОАО «Газпром», ОАО «СевКавНИПИГаз». – Ст., 2007. – С. 86-88.

94. Корнеев, В.И. Растворимое и жидкое стекло / В.И. Корнеев, В.В. Данилов – СПб.: Стройиздат, 1996. – 216 с.

95. Шабанова, Н.А. Кинетика поликонденсации и коагуляции в гидрозоле кремнезема / Н.А. Шабанова, В.В. Попов, Ю.Г. Фролов // Коллоидный журнал. – 1984. – №5. – С. 986-993.

96. Морозова, А.Г. Структурные особенности необратимого композиционного сорбента на основе силикатов и алюмосиликатов кальция / А.Г. Морозова, Т.М. Лонзингер, Г.Г. Михайлов // Вестник ЮУрГУ, сер. «Металлургия». – Челябинск: Управ. науч. исслед., 2013. – том 13. – № 2. – С. 47-54.

97. Ярусова, С.Б. Синтез силикатов кальция в многокомпонентных системах и их физико-химические свойства : дис.... канд. хим. наук: 02.00.04: защищена 25.02.10: утв. 14.09.10 / Ярусова Софья Борисовна – Владивосток, 2010. – 129 с.

98. Басарыгин, Ю.М. Ремонт газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, П.П. Макаренко, В.Д. Мавромати – М.: Недра. – 1998. – 217 с.

99. Кукулинская, Е.Ю. Состав для укрепления призабойной зоны пласта на газовых скважинах месторождений Западной Сибири / Е.Ю. Кукулинская // Газовой отрасли - энергию молодых ученых: тез. докл. V науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов (Ставрополь, 15-20 сент. 2013 г.) / СевКавНИПИгаз. - Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2013. – С. 17-19.

100. Гасумов, Р.А. Повышение и восстановление производительности газовых и газоконденсатных скважин / Р.А. Гасумов, В.З. Минликаев – М.: Газпром экспо, 2010. – 478 с.

101. Пат. 2042808 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/28. Раствор для удаления кольматирующих образований акриловых полимеров / Гребенников В.Т., Гончаров А.И.; заявитель и патентообладатель

Гребенников Валентин Тимофеевич, Гончаров Алексей Иванович. – № 93019118/03; заяв. 13.04.93; опубл. 27.08.1995.

102. Пат. 2477740 Российская Федерация, МПК С09К 8/467. Тампонажный раствор / Захаров А.Л., Арамелев А.С., Пильгун С.Ю; заявитель и патентообладатель ООО "Пермская сервисная компания "Буртехнологии". – № 2011135570/03; заявл. 25.08.11; опубл. 20.03.13.

103. Кукулинская, Е.Ю. Состав для укрепления ПЗП на газовых скважинах месторождений Западной Сибири / Е.Ю. Кукулинская // Тез. докл. V межд. науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов / СевКавНИПИГаз. – Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2013. – С. 17-19.

104. Зельцер, П.Я. Крепление призабойных зон нефтяных и газовых скважин / П.Я. Зельцер – М.: ВНИИОЭНГ, 1999. – 50 с.

105. Коломиец, А.М. Инновационные технологии сооружения геологоразведочных скважин в сложных геологических условиях на основе водорастворимых полимеров : дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.14: защищена 22.06.11; утв. 08.11.11 / Коломиец Алексей Маркович. – М., 2011. – 212 с.

106. Кукулинская, Е.Ю. Влияние хлористых солей поливалентных металлов на свойства геля на основе акрилового полимера / Е.Ю. Кукулинская, С.В. Пушкарёва, Е.А. Сергиенко // XII Межд. науч.-практ. нефтегазовая конф.: материалы конф. (Ставрополь, 15-20 сент. 2015 г.) / СевКавНИПИГаз. - Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2015. – С. 133-137.

107. Пат. 2399751 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/22. Способ снижения пескопроявлений в газовых скважинах с аномально низким пластовым давлением / Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Дмитриевский А.Н., Ланчаков Г.А., Москвичев В.Н.: заявитель и патентообладатель ИПНГ РАН. – 2009121134/03; заявл. 03.06.2009; опубл. 20.09.2010.

108. Зотов, Г.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. / Г.А. Зотов, А.В. Динков, В.А. Черных – М.: Недра, 1987. – 172 с.

109. Патент 4858690 USE21B34/14,43/04 UPWARD MOVEMENT ONLY ACNUATED GRAVEL PACK SYSTEM/Wade A. Rebaradi, Carencro, and David L. Farley, Lafette, both of La., assignor to Comhletion Services, Inc., Lafayette, La. Оpubл. 22.08.89.

110. Пат. 2154729 Российская Федерация, МПК Е 21 В 33/138. Тампонажная смесь / Вяхирев В.И., Гереш П.А., Добрынин Н.М. [и др.]: заявитель и патентообладатель ЗАО "Нефтегазовая компания «Стройтрансгазойл». – № 99125239/03; заявл.02.12.99; опубл. 02.12. 99.

111. Алимаян, Р.Р. Выбор компонентного состава проницаемого полимерного тампонажного материала для крепления призабойной зоны скважин / Р.Р. Алимаян, В.В. Гольдштейн, В.И. Дадыка // Бурение. – 1980. – № 3. – С. 28-29.

112. Кукулинская, Е.Ю. Совершенствование газоцементного тампонажного состава для крепления пластов со слабосцементированным коллекторами / Е.Ю. Кукулинская // XI Международная научно-практическая нефтегазовая конференция: материалы конф. – СевКавНИПИГаз. – Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2014. – С.99-100.

113. Перейма, А.А. Торф: не только топливо / А.А. Перейма, В.Е. Черкасова, Е.Ю. Кукулинская // Химия в школе. - Ставрополь: Центрхимпресс, 2014. - № 10. – С. 5-10.

114. Пат. 2059058 Российская Федерация, МПК6 Е 21В 33/138. Газоцементный состав / Перейма А.А., Тагиров К.М., Ильяев В.И.; заявитель и патентообладатель ОАО "Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов". – № 93052288/33; заявл. 18.11.1993;опубл. 27.04.1996.

115. Перейма, А.А. Влияние комплексонов на газообразование в тампонажном растворе для укрепления слабосцементированных пород призабойной зоны пласта / А. А. Перейма, Е.Ю. Кукулинская //Вестник СКФУ: научный журнал / Ставрополь, СКФУ. – Ставрополь, 2015. –

№1(46). – С.69-74.

116. Перейма, А.А. Газоцементные тампонажные растворы для укрепления рыхлых пород призабойной зоны пласта / А. А. Перейма // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 6. – С. 37-41.

117. Дятлова, Н. М. Комплексоны и комплексонаты металлов / Н. М. Дятлова, В. Я. Темкина, К. И. Попов – М.: Химия, 1988. – 544 с.

118. Пат. 2552261 Российская Федерация, МПК E21 В 33/138, C09 К 8/467. Газоцементный тампонажный раствор / Перейма А.А., Кукулинская Е. Ю.; заявитель и патентообладатель Перейма А.А., Кукулинская Е. Ю. – № 2014125934/03; заявл. 26.06.14; опубл. 10.06.15.

119. Афанасьев, А.П. Оценка возможности разрушения пород-коллекторов газа в эксплуатационных скважинах / А.П. Афанасьев, А.Н. Лаперди // Проблемы освоения газовых и газоконденсатных месторождений севера Тюменской области. – М.: ВНИИЭГазпром, 1981. – С. 48-51.

120. Кукулинская, Е.Ю. Совершенствование газоцементного тампонажного состава для крепления пластов со слабосцементированными коллекторами / Е.Ю. Кукулинская // XI Межд. науч.-практ. нефтегазовая конф.: материалы конф. (Ставрополь, 15-20 сент. 2014 г.) / СевКавНИПИгаз. - Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2014. – С. 99-100.

121. А. с. 1839039 СССР, МКИ E21 В 33/138. Комплексный реагент для тампонажных растворов на основе шлаковых вяжущих / А.А Перейма (СССР). – № 4870513/03; заявл. 01.10.90; опубл. 10.04.95.

122. А. с. 1839040 СССР, МКИ E21 В 33/138. Комплексный реагент для тампонажных растворов на основе портландцемента / А.А Перейма, Л.В. Перцева, Ю.И. Петраков, В.И. Ильяев, Р.А. Гусманов, Н.А. Яковенко (СССР). – № 4870514/03; заявл. 01.10.90; опубл. 10.04.95.

123. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов, промывочных жидкостей / Дж. Р. Грей, Г.С. Дарли. – Пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 506 с.

124. Dleakley, W.B. Where we stand on sand consolidation/ W.B. Dleakley // Oil and Gas J. –1967.– 13/III. –V. 65.–№ 11.–P. 87-93.

125. А. с. 1839042 СССР, МКИ E21 B 33/138. Тампонажный раствор для изоляции проницаемых пластов / А.А. Перейма, В.И. Ильев, В.И. Нифантов (СССР). – № 4888434/03; заявл. 06.12.90; опубл. 10.04.95.

126. Зотов, Г.А. Эксплуатация скважин, вскрывающих водоплавающие залежи и залежи, сложенные слабосцементированными коллекторами / Г.А. Зотов, А.П. Власенко, А.В. Динков // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: обз. инф. сер.: вып.10. – М.: ВНИИЭкономика, 1983. – 44 с.

127. Гасумов, Р.А. Проведение капитального ремонта скважин месторождений Крайнего Севера, предотвращающего образование песчаных пробок и разрушение призабойной зоны пласта / Р.А. Гасумов, М.Г. Гейхман, З.С. Салихов, В.Г. Мосиенко // Обз. инф. сер.: Бурение газовых и газоконденсатных скважин – М.: ИРЦ «Газпром», 2004. – С. 105.

128. Гасумов, Р.А. Компьютерные обучающие системы для ликвидации и предотвращения образования глинисто-песчаных пробок в скважинах месторождений и ПХГ / Р.А. Гасумов, А.М. Бекметов, Э.Р. Гасумов // Проблемы добычи газа, газового конденсата, нефти : тез. докл. V межд. науч.-практ. конф. (Кисловодск, октяб., 2007 г.) / СевКавНИПИгаз. – Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2007. – С. 89-92.

129. Гасумов, Р.А. Использование энергии пласта для удаления глинисто-песчаных пробок с забоя газовых скважин / Р.А. Гасумов, Э.Р. Гасумов // Вестник СевКавГТУ. – 2008. – № 1 (14). – С. 36 – 41.

130. Гасумов, Р.А. Исследование проникающей способности пылевидных частиц через сцементированный проницаемый песчаный барьер

/ Р.А. Гасумов, О.С. Остапов, В.Г. Мосиенко, П.В. Чемезов // Проблемы капитального ремонта скважин, эксплуатации подземных хранилищ газа и экологии: сб. науч. трудов: вып. 36 / ОАО «СевКавНИПИГаз». – Ставрополь.– 2002. – С.140-145.

131. Гилаев, Г.Г. Вопросы теории и практики ограничения пескопроявлений в нефтедобывающих и водозаборных скважинах / Г.Г. Гилаев, М.А. Бурштейн, Г.Т. Вартумян, А.Т. Кошелев – Краснодар: Советская Кубань, 2004. – 224 с.

132. Пат. 2172811 Российская Федерация, МКИ<sup>7</sup> Е 21 В 33/13, 33/138. Способ крепления призабойной зоны продуктивного пласта / Мосиенко В.Г., Гасумов Р.А., Нерсесов С.В., Остапов О.С., Минликаев В.З.; заявитель и патентообладатель ОАО "Газпром". – № 99122807/03; заявл. 01.11.99; опубл. 27.08.2001.

133. Stein, N. Mechanical properties of friable sands from conventional log data/ N. Stein // Journal of Petroleum Technology. – 1976 July. – P. 213–217.

134. Яровой, В.А. Новый пескообразующий состав для удаления жидкости из скважин / В.А. Яровой // Тез. докл. первой региональной науч.-техн. конф. СевКавНИПИГаз. – Ставрополь: СевКавНИПИГаз.– 1997.–С. 68-72.

135. А.с. 1668631 SU, МКИ<sup>3</sup> Е 21 В 33/138. Тампонажный состав / А.А. Клюсов, Э.Н. Лепнев, Л.М. Захарченко, Н.Е. Щербич (РФ). – № 4673985; заявл. 04.04.89; опубл. 07.08.91.

136. Мартос, В.Н. Методы борьбы с выносом песка / В.Н. Мартос // Обз. зарубеж. литер., сер.: Добыча. – М.:ВНИИОЭНГ, 1973. – 112 с.