

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт Природных ресурсов
 Направление подготовки Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных месторождений
 Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка технических средств и технологий гравийной обсыпки прифилтровой зоны нефтяных скважин

УДК 622.276:622.245.65

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Д	Глушаненко Фёдор Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
заф. кафедры ГРNM	Ковалёв А.В.	к. т. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к. э. н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент каф. ЭБЖ	Немцова О.А.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ульянова О.С.	к. и. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
заф. кафедры ГРNM	Ковалёв А.В.	к. т. н.		

Томск – 2017 г

Аннотация

В первой части дипломного проекта рассматриваются проблемы с пескопроявлениями в скважинах, а так же основные методы борьбы с ними. Можно выделить два возможных направления решения проблемы: технологические и механические. Проанализировав эти методы, можно сделать вывод: механические методы являются наиболее простыми и доступными, поэтому получили наибольшее распространение. К ним относится оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конструкции. Соответственно они нуждаются в более детальном рассмотрении из-за своей простоты, а значит и большей рентабельности.

Во второй части дипломного проекта приведен анализ конструкций фильтров. Рассмотрены их достоинства и недостатки и сделаны выводы: гравийно-засыпные фильтры обладают существенными преимуществами перед фильтрами других конструкций: стабильность работы, более высокие показатели приемистости закачивающих и дебита откачивающих скважин. Особенно они эффективны при наличии в продуктивном горизонте мелкозернистых песков. Исходя из данного вывода, были подробно рассмотрены конструкции гравийных фильтров. Существует две основных группы гравийно-засыпных фильтров – создаваемые на поверхности и создаваемые на забое. Несмотря на все преимущества перед остальными видами фильтров, они так же имеют свои недостатки. Важным недостатком таких фильтров являются: большие временные затраты на формирование фильтра на забое и необходимость увеличения диаметра скважины и расширения фильтровой зоны скважины. В связи с данными выводами появилась необходимость в разработке технических средств и технологий гравийной обсыпки прифильтровой зоны нефтяных скважин, подробно о которых будет рассказано в следующей главе магистерской диссертации.

В третьей части дипломного проекта разрабатывается:

1. конструкция гравий-гильзы, обладающей значительной прочностью и маленькими гидравлическими сопротивлениями при ее спуске в скважину.
2. Разработка рецептуры раствора для склеивания гравия.

Разработка рецептуры раствора для склеивания гравия, основная задача данной работы. Научная новизна заключается в выборе склеивающего реагента, а так же в поиске и апробировании различных растворителей, направленных на разрушение склеенной конструкции, адаптированных под состав определенной рецептуры. Основой для склеивания гравия были предложены: битумно-каучуковая мастика, битумная мастика, битум и термореактивный однокомпонентный полимеризующийся клей (БФ-2). Используемые растворители: уайт-спирит, нефть, ацетон, растворитель 646.

Последовательность исследований:

1. Определение процентного содержания гравия и раствора для его склеивания.
2. Проверка прочностных характеристик полученных образцов.
3. Поиск растворителей адаптированных под состав раствора и растворение полученных образцов, с целью определения растворителя, который удовлетворяет экономическим требованиям.
4. Анализ полученных результатов и выбор наилучшего состава для склеивания гравия.

В четвертой части проведен расчет экономической эффективности разработки склеивающего реагента для дезинтегрируемого гравийного фильтра. В данной главе отражены и проведены расчеты всех видов расходов, направленных на проведение научного исследования и разработки склеивающего реагента для дезинтегрируемого гравийного фильтра.

Затраты на выполнение научно-исследовательского проекта включают в себя следующие элементы:

- затраты на специальное оборудование и рабочие компоненты;
- затраты на оплату труда;
- затраты на страховые взносы в государственные внебюджетные фонды;
- накладные расходы.

В пятой части дипломной работы рассмотрена социальная ответственность работника нефтегазовой отрасли. Описаны виды вредного воздействия на окружающую среду. Проведен анализ всех опасных и вредных факторов рабочей зоны, таких как: шум, метеорологические условия, электромагнитное излучение, вредные вещества, электрический ток и пожар.

Оглавление

<u>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки</u>	11
<u>Определения</u>	11
<u>Нормативные ссылки</u>	13
<u>ВВЕДЕНИЕ</u>	17
<u>1. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</u>	20
<u>1.2 Актуальность проблемы</u>	20
<u>1.3 Решение проблем выноса песка из продуктивных слоев</u>	22
<u>1.4 Механические методы борьбы с пескопроявлениями</u>	24
<u>2. АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</u>	25
<u>2.1. Анализ конструкций фильтров</u>	25
<u>2.1.1 Сетчатый фильтр</u>	25
<u>2.1.2 Проволочный фильтр</u>	26
<u>2.1.3 Щелевые фильтры</u>	27
<u>2.1.4 Гравийный фильтр</u>	28
<u>2.2 Гравийный фильтр</u>	28
<u>2.2.1 Виды гравийных фильтров</u>	30
<u>2.2.1.1 Фильтры кожуховые с гравийным наполнителем</u>	30
<u>2.2.1.2 Фильтры блочные</u>	31
<u>2.2.1.2 Фильтры, создаваемые на забое скважин</u>	34
<u>2.2.1.3 Дезинтегрируемый гравийный фильтр</u>	37
<u>3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ</u>	39
<u>3.1 Разработка конструкции гравий-гильзы</u>	40
<u>3.1.1 Разработка формы и размеров ГГ для уменьшения гидравлических сопротивлений при спуске ГГ в скважину</u>	40
<u>3.2 Разработка рецептуры раствора для склеивания гравия</u>	46
<u>3.2.1 Выбор и обоснование склеивающих реагентов</u>	46
<u>3.3 Методы исследований</u>	52
<u>3.3.1 Методика подготовки образцов гравий-гильзы</u>	52
<u>3.3.2 Методика испытаний образцов гравий-гильзы</u>	54
<u>3.3.3 Методика статистической обработки экспериментальных данных</u>	55
<u>3.4 Результаты экспериментальных исследований</u>	56
<u>4. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ СКЛЕИВАЮЩЕГО РЕАГЕНТА ДЛЯ ДЕЗИНТЕГРИРУЕМОГО ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА</u>	70
<u>4.1 Расчет затрат на расходные компоненты для проведения научных исследования и экспериментальных работ</u>	70
<u>4.2 Затраты по основной заработной плате</u>	73
<u>4.3 Отчисления во внебюджетные фонды</u>	76
<u>4.4 Накладные расходы</u>	76
<u>4.5 Формирование бюджета научно-исследовательского проекта</u>	77
<u>5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</u>	79
<u>5.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование</u>	79

<u>мероприятий по их устранению</u>	79
<u>5.1.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте</u>	79
<u>5.1.2. Метеорологические условия</u>	80
<u>5.1.3. Электромагнитное излучение</u>	81
<u>5.1.4 Вредные вещества</u>	81
<u>5.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению</u>	84
<u>5.2.1 Электробезопасность</u>	84
<u>5.2.2 Пожаробезопасность</u>	84
<u>5.3 Охрана окружающей среды</u>	86
<u>5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях</u>	88
<u>5.5 Законодательное регулирование проектных решений</u>	89
<u>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</u>	92
<u>Список ПУБЛИКАЦИЙ</u>	94
<u>Список использованной литературы</u>	95
<u>Приложение А</u>	97

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы

Для нормального функционирования оборудования, необходимо всеми методами бороться с пескопроявлениями. Слабосцементированный пласт с большим содержанием песка, частицы которого могут попадать на забой скважины, разрушать пласты, вызывать пробки, обвалы в стволе. Эти повреждения могут привести к полному отказу оборудования, поэтому любые пескопроявления необходимо устранять.

Можно выделить два возможных направления решения проблемы: технологические и механические.

Технологические методы основаны на изучении механических свойств породы пласта в начальных условиях и их изменений при нарушении равновесного состояния термогидродинамической системы. К данным методам можно отнести регулирование создаваемой депрессии на пласт в зависимости от напряжённого состояния пластов, ориентирование перфорации скважин, метод холодной добычи высоковязкой нефти и другие. Механические методы являются наиболее простыми и доступными, поэтому получили наибольшее распространение. К ним относится оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конструкции. В данной работе рассмотрены гравийно-засыпные фильтры, обладающие существенными преимуществами перед фильтрами других конструкций: стабильность работы, более высокие показатели приемистости закачивающих и дебита откачивающих скважин. Особенно они эффективны при наличии в продуктивном горизонте мелкозернистых песков.

Существует две основных группы гравийно-засыпных фильтров – создаваемые на поверхности и создаваемые на забое. Гравийные фильтры создаваемые на поверхности (кожуховые, корзинчатые, блочные)

относительно малопроизводительны, достаточно быстро кольматируются, сложны и дороги при производстве и сложны при установке в скважине. Кроме того, после спуска фильтра в скважину, необходимо производить обсыпку второго слоя гравитационным способом, что увеличивает временные затраты. Гравийные фильтры создаваемые на забое при всех достоинствах не всегда обеспечивают высокого качества гравийной обсыпки. При этом для обеспечения необходимой толщины засыпки требуется увеличение диаметра скважины и расширения фильтровой зоны скважины. Все это приводит к увеличению временных и финансовых затрат[1]. С целью сокращения затрат для оборудования фильтровой части при сооружении скважин, возникла необходимость в создании и разработке технических средств и технологий гравийной обсыпки прифильтровой зоны продуктивных пластов.

Целью выполненной работы является разработка технических средств и технологий гравийной обсыпки (гравий-гильза) прифильтровой зоны нефтяных и газовых скважин.

Исходя из поставленной цели, и в результате анализа состояния проблемы, сформулированы следующие основные **задачи** исследования:

1. Провести литературный обзор по плану:
 - 1.1. Задачи, решаемые при гравийной обсыпке прифильтровой зоны нефтяных скважин.
 - 1.2. Обзор технических и технологических решений для гравийной обсыпки прифильтровой зоны скважин различного назначения.
 - 1.3. Обзор технологий гравийной обсыпки, применяемых производственными организациями, занимающихся бурением нефтяных и газовых скважин.
2. Разработать технологические решения для повышения эффективности гравийной обсыпки прифильтровой зоны скважин.
3. Провести экспериментальные исследования в лабораторных условиях.
4. Сформулировать выводы и рекомендации.

Методика решения поставленных задач основана на изучении и обобщении теоретических знаний по рассматриваемой проблеме, проведении опытно-лабораторных испытаний и поиске рациональной конструкции гравийного фильтра.

1. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.2 Актуальность проблемы

Разработка неустойчивых пластов практически всегда сопровождается выносом песка. Это может привести к снижению темпа отбора, повреждению оборудования на поверхности и в скважине и росту эксплуатационных затрат[1,2].

Вопросами борьбы с пескопроявлением занимались многие видные российские и зарубежные ученые: А.Н. Адонин, А.Д. Амиров, В.А.Амиян, Г.А. Бабалян, Ф. Боземан, В.В. Гольдштейн, С.В. Избаш, В.С. Истомина, К. Коберли, Р.И. Котяхов, С.М. Кулиев, М. Маскет, И.И. Маслов, Л.С. Мелик-Асланов, А.Х. Мирзаджанзаде, Д.М. Минц, А.Н. Патрашев, А.М. Пирвердян, Э.М. Рустамов, А.Б. Сулейманов, Н.Н. Шаньгин, А.А. Шахназаров, Ю.М. Шехтман и другие.

Поиск решения данной проблемы имеет давнюю историю. Со времен строительства первых водяных колодцев люди задумывались над тем, как продлить срок их работы, обеспечить стабильность дна и стенок. С этой целью их стали укреплять камнями. Уже тогда вынос породы и песка определялся как негативный фактор, сопутствующий эксплуатации колодцев. Наличие взвешенных в воде песчинок ухудшало ее качество, ограничивало применение в быту, требовало ее дополнительной очистки. Естественная потребность человека в повышении комфортности жизни заложила основу для поиска решения проблемы выноса песка, и делает ее актуальной. С развитием нефтедобычи, с увеличением глубины бурящихся скважин эта проблема получила еще большую актуальность, о чем свидетельствует огромное число публикаций и технологий на тему предотвращения выноса песка с продукцией скважин. Вынос песка (ВП) из призабойной зоны скважин при эксплуатации сопровождается образованием каверны. Существуют теоретические предпосылки, позволяющие считать это явление положительным фактором, способствующим повышению гидродинамического совершенства скважины. Однако, образование каверны вызывает и ряд отрицательных явлений, таких как нарушение герметичности заколонного пространства, смятие и порыв эксплуатационной колонны. К

негативным последствиям выноса песка из скважин можно добавить и закупоривание пор прилегающей к стенкам скважины части нефтенасыщенного коллектора мелкими взвешенными частицами песка.

При низких скоростях подъема жидкости по насосно-компрессорным трубам (НКТ) наблюдается гравитационное осаждение частиц песка на оборудование и забой скважины. Это приводит к преждевременному выходу из строя оборудования и образованию песчаных пробок, вызывает прихваты НКТ, приводит к усложнению и удорожанию ремонта. Возникает необходимость проведения внеплановых ремонтов, а следовательно, и дополнительных экономических затрат. Вынос песка наиболее характерен для молодых третичных отложений: плиоценовых и, особенно, миоценовых. За рубежом эта проблема актуальна для нефтедобывающих районов Калифорнии и Мексиканского залива (США), Канады, Венесуэлы, Западной Африки. В той или иной степени ВП сопутствует разработке любого месторождения. Особенно остро проблема проявляется на завершающей стадии разработки, когда обводненность продукции и степень разуплотнения породы коллектора высоки. На балансе ООО «РН-Краснодарнефтегаз» находится более 60 нефтяных месторождений, большинство из которых разрабатываются с 50-60-х годов прошлого века. Характерной особенностью эксплуатации этих месторождений является массовый вынос песка с продукцией работающих скважин. Проблема имеет такую же давность, как и сама история их эксплуатации. Именно поэтому с самого начала эксплуатации данных месторождений появилась крайняя необходимость борьбы с ВП с целью предотвращения преждевременного выхода из строя внутрискважинного и поверхностного оборудования, уменьшения числа внеплановых ремонтов скважин и сокращения расходов, с ними связанных. По этой причине на постоянной основе осуществлялся подбор новых и совершенствование существующих методов и технологий предотвращения или уменьшения выноса песка с продукцией действующих добывающих скважин. Некоторые месторождения по праву можно назвать

«испытательными полигонами» борьбы с пескопроявлениями, к их числу относятся Анастасиевско-Троицкое, Ахтырско-Бугундырское, Ключевое и др. На рисунке 1 приведена круговая диаграмма, на которой показано среднее значение количества взвешенных частиц (КВЧ) по некоторым месторождениям Кубани.

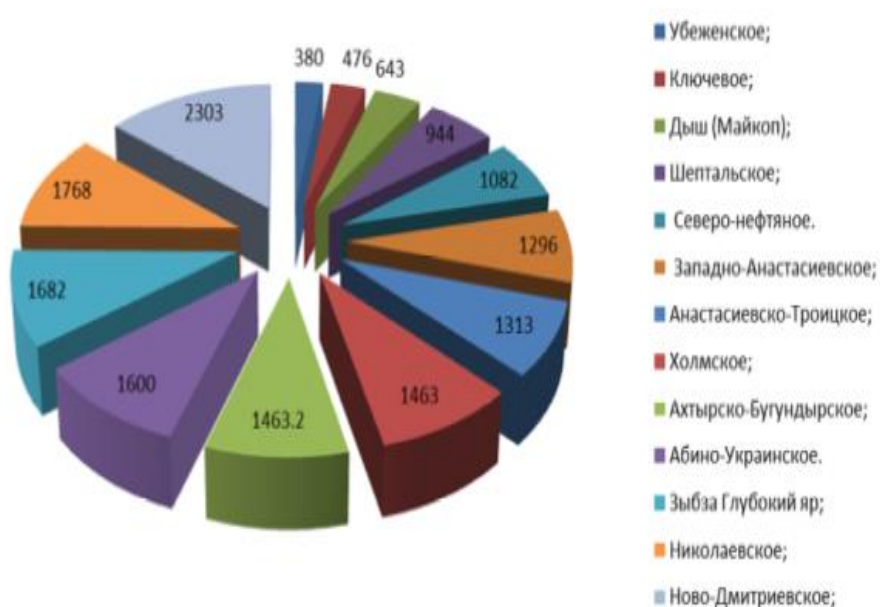


Рисунок 1 – Среднее значение количества взвешенных частиц (КВЧ_{ср},мг/л) на литр добываемой жидкости по некоторым месторождениям Кубани на 01.01.2016г.

В настоящее время данная проблема является особенно актуальной. Значительная выработка запасов нефти, высокая обводненность добываемой продукции, малая нефтенасыщенная толщина существенно усложняют и удорожают процесс добычи нефти, повышают требования к эффективности и экономической рентабельности методов предотвращения или уменьшения выноса песка.

1.3 Решение проблем выноса песка из продуктивных слоев

Можно выделить два возможных направления решения проблемы: технологические и механические.

Технологические методы основаны на изучении механических свойств породы пласта в начальных условиях и их изменений при нарушении равновесного состояния термогидродинамической системы. В данном случае такое нарушение равновесия происходит при эксплуатации скважины. К данным методам можно отнести регулирование создаваемой депрессии на пласт в зависимости от напряжённого состояния пластов, ориентирование перфорации скважин, метод холодной добычи высоковязкой нефти и другие, которые успешно применяются в России и некоторых месторождениях зарубежных стран. К механическим методам борьбы с пескопроявлениями относятся использование забойных фильтров, специальных хвостовиков в узле заканчивания скважин, различных песочных якорей, завихрителей, сеточных фильтров различной модификации, устройств гравитационной, центробежной и акустической сепарации, устанавливаемых у приёма насосной установки. Механические методы являются наиболее простыми и доступными, поэтому получили наибольшее распространение. К ним относится оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конструкции [3,4]. В этих средствах наиболее важными конструктивными параметрами являются размеры щелей по отношению к диаметру частиц выносимого пластового песка. Размеры щелей проектируют так, чтобы обеспечивалось полное прекращение выноса песка при допустимой производительности скважины. Эта задача решается путем выбора оптимального соотношения размеров щелей и песка. Целью нефтедобывающих компаний многих стран является оборудование низа ствола скважины таким образом, чтобы можно было контролировать пескопроявление без снижения дебита. Вынос песка на поверхность зависит от следующих факторов: интенсивности добычи флюида, от пород образующих продуктивный пласт, типа добываемого флюида, горного давления и др. Современные буровые работы направлены на создание горизонтальных скважин, продуктивные горизонты которых заканчивают без обсадной колонны. Это связано со снижением затрат, сложностью

цементирования и получения высокой продуктивности. Горизонтальный ствол скважины заканчивают фильтром. Он защищает от эрозии, выноса механических частиц на поверхность, сохраняет и защищает конструкцию и оборудование горизонтального ствола.

1.4 Механические методы борьбы с пескопроявлениями

Фильтр – это специальное устройство, монтируемое в скважине в месте водоносного либо нефтеносного горизонта, что гарантирует независимый допуск вовнутрь скважины очищенной воды, нефти и в то же время предохраняет ствол скважины от обрушения.

Практика показывает, что удовлетворительная работа сетчатых и других фильтров и, следовательно, увеличение долгосрочности работы насосного оборудования, достигается лишь при их адресном использовании в определенных геологических условиях, с подходящими механическими свойствами породы – коллектора.

Фильтры монтируют только лишь в сыпучих и неустойчивых породах. В скважину опускают колонну с фильтром, которая подразделяется на над фильтровую часть, рабочую часть и отстойник с пробкой. Отстойник сделан для осаждения прошедших через рабочую часть фильтра частиц породы. Анализ опытных данных показал, что имеющиеся фильтры нельзя использовать в залежах высоковязких нефтей, при “холодном” способе добычи из-за несовместимости цели фильтрующего оборудования и самого способа добычи. При наличии осложняющих факторов в виде большого содержания глинистых составляющих, асфальтенов, солей существенно увеличивает скорость заиливания фильтра, снижая ресурс работы насоса. Для предотвращения отказов в таких скважинах приходится применять ингибиторы, что существенно снижает преимущество конструкции. Следовательно, при определенных геологических условиях, данные конструкции имеют ряд недостатков[5].

1. Частицы породы, песок (проппант) остаются на забое и засоряют его, ограничивая приток.
2. Засоряясь, фильтр ограничивает приток жидкости в насос.
3. Фильтр не может быть очищен в процессе эксплуатации.
4. Фильтр не сохраняет структуру продуктивного горизонта, что не гарантирует длительную эксплуатацию и вследствие этого высокий общий дебит.
5. Фильтр является неразборным и не подлежит ремонту.
6. Фильтр не предупреждает износ ступеней и проточной части насоса.

2. АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Анализ конструкций фильтров

Типы фильтров

К основным типам конструкций фильтров можно отнести следующие:

- 1) сетчатые фильтры
- 2) проволочные фильтры
- 3) щелевые фильтры
- 4) гравийные фильтры

2.1.1 Сетчатый фильтр

В сетчатых фильтрах фильтрующая поверхность, иногда многослойная, выполнена в виде сетки (см. рис. 2). Данные фильтры позволяют задерживать достаточно мелкие частицы (до 50 мкм и менее), поэтому довольно часто применяются в тех случаях, когда необходимо обеспечить высокую степень очистки скважинной продукции. Из недостатков следует выделить сравнительно большие входные сопротивления на сетчатых фильтрах и их низкую ремонтпригодность в случае повреждения или засорения фильтрующих элементов.

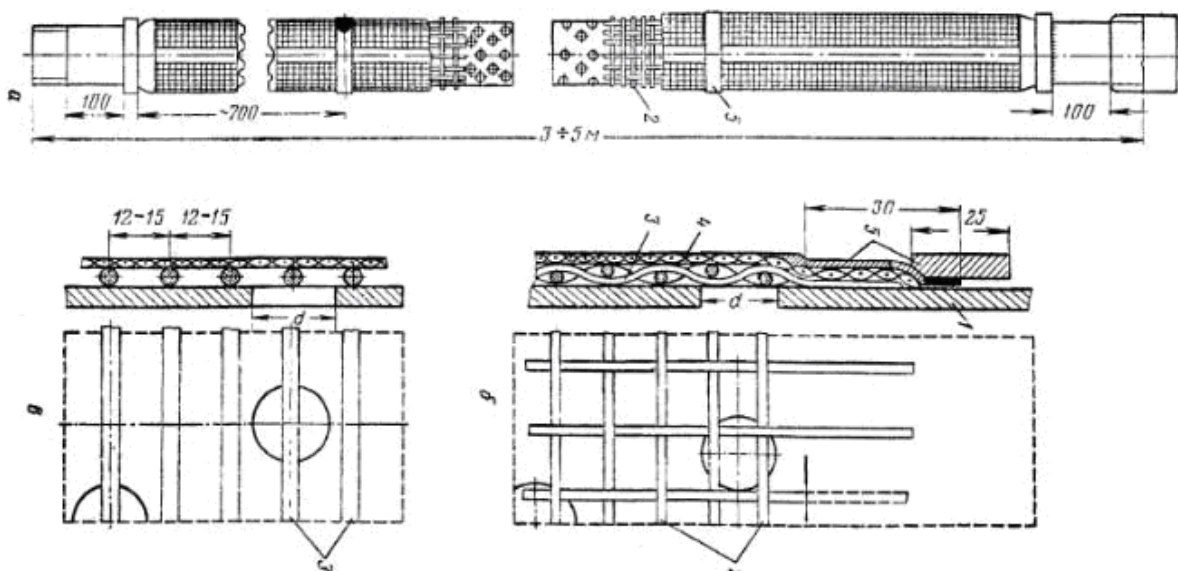


Рисунок 2 – Сетчатый фильтр.

а) Общий вид фильтра б) детали фильтра в) 1 – опорный каркас, 2 – подкладочная сетка, 3 – проволочная спираль, 4 – фильтрационная сетка, 5 – накладные планки

2.1.2 Проволочный фильтр

Основным элементом проволочных фильтров является профилированная проволока, которая наматывается на каркас, состоящих из параллельных стержней. Используются треугольные профили проволоки, причем одна из вершин треугольника направлялась внутрь фильтра, а две другие располагались на его внешней стороне. Проволочный фильтр включает: переплетенные между собой отрезки проволоки (1), которые выполнены в виде смещенных друг относительно друга рядов спиралей (2), при этом каждый ряд спиралей (2) смещен по горизонтали (3) и вертикали (4) фильтра (5), а по толщине (6) ряды спиралей (2) выполнены обжатыми, причем отрезки (1) могут выполнять с нахлестками (7), а наружные ряды спиралей (8) выполнены с плоскими фасками (9), а внутренние (10) также имеют плоские фаски (9). Спирали (2) имеют поперечные канавки (11), которые располагают в плоскостях[9]. В процессе откачки пластовой жидкости с твердыми частицами поверхность

таких щелей не способствует цементации и уплотнению породы, а напротив, стимулирует вынос частиц, меньших по размеру щели, и очищение профильтрованной зоны от шлама, мелких фракций и кольматантов.

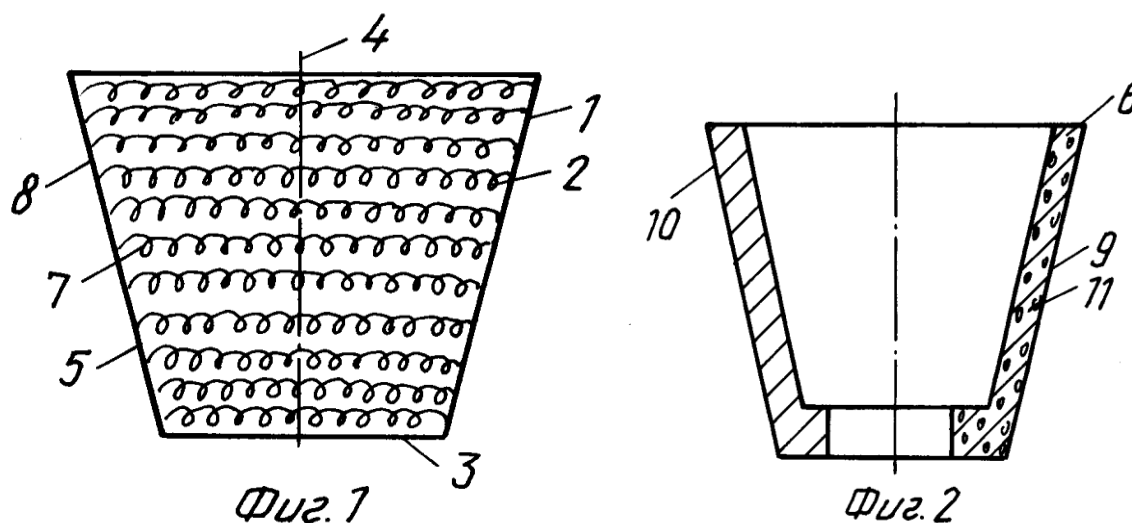


Рисунок 3 – Проволочный фильтр (вид с боку и сверху)

2.1.3 Щелевые фильтры

Конструкция щелевых (безпроволочных) фильтров имеют много общего с конструкцией проволочных фильтров (см. рис. 4), поскольку и в том и в другом случае пластовая жидкость и механические примеси фильтруются через узкие щели (довольно часто используется название проволочно-щелевой фильтр). В отличие от проволочного фильтра ширина щели для щелевого фильтра всегда строго фиксирована. Основным недостатком классических щелевых фильтров является их низкая скважность – отношение суммарной площади фильтрующих отверстий к общей площади поверхности фильтра. Для увеличения скважности в современных щелевых фильтрах (например, ВМТФ) используется технология, аналогичная той, которая применяется для проволочных фильтров, когда профилированные элементы (кольца или стержни) привариваются к опорным конструкциям. Это препятствует смятию фильтра в процессе спуско-подъемных операций на скважине, делают его конструкцию устойчивой по отношению к внешним воздействиям.

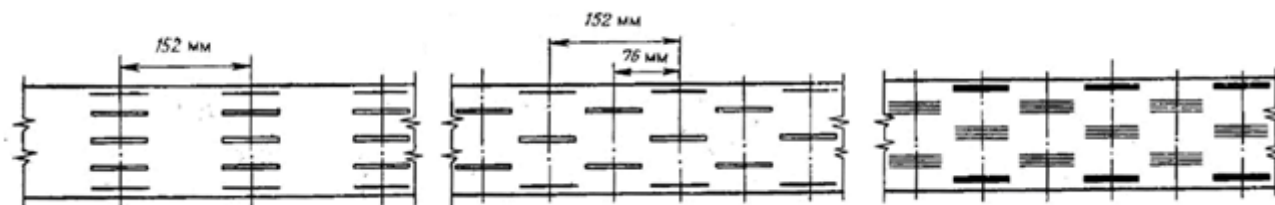


Рисунок 4 – Щелевые фильтры. а) щели расположены симметрично, б) щели расположены в шахматном порядке, в) двойные щели, г) горизонтальные щели

2.1.4 Гравийный фильтр

К гравийным относятся фильтры, у которых поверхность, контактирующая с породой, состоит из искусственно вводимого гравия, расположенного вокруг опорных фильтровых каркасов. Гравийные фильтры собираются на устье скважины, либо намываются непосредственно на забое. Основным преимуществом гравийных фильтров по сравнению с фильтрами других конструкций является то, что они могут успешно применяться при большой неоднородности частиц коллектора.

Анализ опытных данных показал, что наиболее перспективным методом борьбы с выносом механических частиц, в настоящее время, является создание гравийный фильтров в процессе заканчивания скважин бурением. По сравнению с другими видами фильтров они являются более надежными и долговечными.

2.2 Гравийный фильтр

Гравийный фильтр состоит из фильтрующей поверхности, гравийной набивки и опорного каркаса. Гравийная набивка представляет собой механические частицы круглой формы и размерами больше диаметра

гранулометрического состава выносимых частиц. Позволяет увеличить радиус фильтра скважины, размер проходных отверстий, как следствие увеличивается скважность корпуса фильтра. Гравийная набивка уменьшает скорость флюида на входе, поэтому увеличивается срок службы фильтра. По способу создания гравийные фильтры делятся на фильтры: изготавливаемые на поверхности, которые устанавливаются в скважины в готовом виде и создаваемые внутри скважин путем засыпки или закачки гравия на забой по межколонному пространству (рис.5). Подразделение гравийных фильтров на две основные группы дает только общее представление о методах устройства и установки фильтров в скважины[8].

Применение гравийных фильтров обусловлено следующими преимуществами:

1. Малый градиент гидравлического сопротивления по толщине фильтра и низкая интенсивность кольматационных процессов;
2. Малое сопротивление каркаса фильтра вследствие возможного увеличения размеров отверстий в 6-10 раз;
3. Простота конструкции, равномерные свойства по длине и толщине, равномерный приток по длине фильтра;
4. Высокая проницаемость гравия в сравнении с песком продуктивного пласта, отсутствие тупиковых опор;
5. Неограниченная поверхность фильтрации и любая форма заполнения гравием каверны.



Рисунок 5 – А – гравийный фильтр изготавливаемый внутри скважины; Б - фильтр с предварительной гравийной набивкой.

Гравийные фильтры наиболее полно отвечают следующим требованиям:

- достаточная механическая прочность;
- стабильная работоспособность в период всего срока эксплуатации скважины;
- скважность фильтров должна быть достаточна для пропуска необходимого количества раствора в единицу времени при достаточно малых входных скоростях и гидравлических сопротивлениях;
- «пескование» фильтров допускается только в период пробных и опытных откачек

2.2.1 Виды гравийных фильтров

2.2.1.1 Фильтры кожуховые с гравийным наполнителем

К гравийным фильтрам, изготавливаемым на поверхности земли, следует отнести корзинчатые, кожуховые и блочного типа. Из названия фильтров первых двух типов следует, что рыхлая гравийная обсыпка удерживается вокруг каркасов при помощи корзинок или кожухов. Результаты производственных испытаний отечественного опыта бурения и эксплуатации скважин с корзинчатыми фильтрами на Воронеже, Мозыре и других

показали, что эти конструкции малопроизводительны, быстро кольматируются; они сложны в производстве и при установке в скважины. По этим причинам такие фильтры не получили развития.

Фильтры, у которых гравийные обсыпки удерживаются при помощи кожухов, изготовляемых из металлических и синтетических сеток, применяются в нашей стране и за рубежом. Как правило, кожуховые фильтры устанавливаются для отбора нефти из мелкозернистых песков и в этих случаях после спуска кожухового фильтра в скважину производится обсыпка второго слоя гравитационным способом. В некоторых случаях для глубоких скважин фильтры устанавливаются без дополнительной гравийной обсыпки. Основой для кожухового фильтра могут быть трубчатые опорные каркасы, из просечного листа, а также каркасно-стержневые. Кожуховые фильтры устанавливались при строительстве дренажных скважин в Ульяновске, Каменке-Днепровской и в других местах.

Для устройства кожухов в нашей стране применяется строительная сетка из простой стали квадратного плетения с размером ячейки 1x1 или 2x2 мм и редко более.

2.2.1.2 Фильтры блочные

При бурении скважин малых и средних глубин (до 100 м) успешно применяются гравийные фильтры с рыхлой обсыпкой, которая создается путем засыпки или закачки гравия в межтрубное пространство. В более глубоких скважинах с небольшим конечным диаметром, а также при вскрытии напорных нефтеносных горизонтов, самоизливающихся на поверхность земли, устройство таких гравийных фильтров затруднено, а в некоторых случаях невозможно.

Кроме того, производство рыхлых обсыпок требует необходимых технических навыков у буровых мастеров. Поэтому были созданы фильтры блочного типа, у которых гравийная обсыпка связана различными

склеивающими и цементирующими веществами. Основная идея создания фильтров этой конструкции заключается в том, чтобы не производить операций по подбору фильтров и обсыпки, а устанавливать их в готовом виде. Изготовленные пористые блоки надевают или наклеивают на опорные каркасы из стальных или асбестоцементных труб и опускают в скважину в готовом виде.

Гравийные фильтры блочного типа должны отвечать следующим требованиям:

- блоки, надеваемые на стальные каркасы, поскольку неплотно прилегают к плоскости трубы и, следовательно, воспринимают на себя горное и фильтрационное давление, должны сохранять необходимую прочность, или она может снижаться в такой степени, чтобы остаточная прочность была достаточной в течение срока работы сооружения;
- склеивающие вещества должны быть устойчивыми по отношению к коррозии и эрозии, неизбежно возникающим при фильтрации воды различного химического состава;
- склеивающие вещества не могут содержать в своем составе химических компонентов, вредных для здоровья человека (для скважин питьевого типа);
- фильтры блочного типа должны иметь достаточные размеры пор и пористость, обеспечивающие необходимый приток воды к скважине.

Гравийные фильтры блочного типа могут быть двух видов: монолитные и пустотелые.

Монолитные фильтры имеют сплошное гравийное заполнение: фильтрация жидкости через него происходит по периметру, а выходит жидкость через верхний торцовый конец. В пустотелых фильтрах блочного типа фильтрация флюида происходит по периметру через гравийное кольцо, а выходит флюид через ствол, образованный пустотелыми блоками по всей длине фильтра, либо через трубчатый каркас, на который надеты блоки.

В нашей стране для связи гравийных частиц в блоки применялись различные склеивающие и цементирующие вещества: клей резиновый, силикатный, БФ-2, БФ-4, бакелитовый лак марки-А, битум, цемент, эпоксидная смола и другие вещества.

В настоящем разделе не рассматриваются подробно конструкции фильтров блочного типа, потому что они не получили массового применения при оборудовании буровых скважин на нефть.

В результате лабораторных и полевых исследований выявились основные причины неудовлетворительной работы фильтров блочного типа:

- Образование механического и химического кольматажа на внешней поверхности фильтров и химического кольматажа на внутренней поверхности вследствие проникновения продуктов коррозии, образующихся при разрушении стальных опорных каркасов.
- Введение склеивающих веществ в массу гравия приводит к образованию тупиковых пор, в связи с чем в блоках задерживаются мелкие частицы нефтеносных пород, что резко повышает входные сопротивления в фильтрах и снижает производительность скважин. Это особенно резко проявляется в фильтрах, изготовленных из мелкого гравия и песка.
- Значительные повреждения при перевозках. В некоторых организациях бой фильтров достигал 40—60%. При установке фильтров в зимнее время наблюдались повреждения блоков вследствие замерзания и расширения воды в порах.
- Скважины, оборудованные фильтрами блочного типа, по сравнению со скважинами, оборудованными фильтрами с рыхлой гравийной обсыпкой, менее производительны и менее устойчивы к процессам химического зарастания и кольматажа.
- Фильтр-блочного типа при восстановлении производительности скважин с помощью взрыва детонирующего шнура разрушаются. При кислотных обработках гравийных фильтров с использованием клея БФ-2 и БФ-4 резко понижается механическая прочность блоков. При кислотных

обработках фильтров блочного типа (керамических и клеевых) восстановление производительности менее эффективно по сравнению со скважинами, оборудованными фильтрами с рыхлым контуром гравийной обсыпки.

Все указанное выше привело к тому, что в настоящее время производство фильтров блочного типа и их внедрение в практику бурения в нашей стране повсеместно прекращено, однако за рубежом эти конструкции применяются.

2.2.1.2 Фильтры, создаваемые на забое скважин

В отличие от гравийных фильтров, которые изготавливаются на поверхности земли и опускаются в скважины в готовом виде, применяются гравийные фильтры, сооружаемые на забое скважин. Существует два способа сооружения фильтров таких конструкций:

1. Способ гравитации, при котором гравий осаждается вокруг фильтра при свободном падении частиц на забой в межтрубном Пространстве под действием сил тяжести.
2. Способ принудительного осаждения гравия путем закачки его на забой потоком промывочной жидкости с использованием различных приспособлений.

Обычно гравитационный способ применяется в скважинах, глубина которых не превышает 100 м. При установке фильтров на эксплуатационной колонне, толщина гравийной обсыпки обычно невелика и находится в пределах 50—75 мм. За нижний предел принимается толщина обсыпки 50 мм, так как при меньшей разнице между диаметрами фильтровой и обсадной колонн гравийные обсыпки могут быть не надежны.

В мелкозернистых породах, а также в породах, представленных среднезернистыми фракциями, необходимо применять двухслойную и реже трехслойную обсыпки. В описанных выше условиях гравийная обсыпка улучшает фильтрацию как в призабойной зоне, так и в самом фильтре.

Допустим, что нефтеносный горизонт представлен песками с преобладающим диаметром частиц 0,1 мм, воды этого горизонта имеют неустойчивый химический состав. Если соотношение диаметра зерен гравийной обсыпки и диаметра невымываемых частиц равно 1 : 10, размер зерен гравийной обсыпки должен составлять 1 мм. Для предупреждения вымывания гравийной обсыпки толщиной 50—75 мм размер щелей на фильтре должен быть 0,9— 1 мм. В данном случае в полной мере обеспечивается нормальная работа фильтров без пескования и разрушения гравийной обсыпки. Однако узкие щели и мелкие поры в гравийной обсыпке подвержены зарастанию в короткое время.

Гравийные фильтры создаваемые на поверхности (кожуховые, корзинчатые, блочные) относительно малопродуктивны, достаточно быстро кольматируются, сложны и дороги при производстве и сложны при установке в скважине. Кроме того, после спуска фильтра в скважину, необходимо производить обсыпку второго слоя гравитационным способом, что увеличивает временные затраты[7].

Гравийные фильтры создаваемые на забое при всех достоинствах не всегда обеспечивают высокого качества гравийной обсыпки. При этом для обеспечения необходимой толщины засыпки требуется увеличение диаметра скважины и расширения фильтровой зоны скважины. [1]. Все это приводит к увеличению временных и финансовых затрат.

С целью сокращения затрат для оборудования фильтровой части скважины, возникла необходимость в создании и разработке технических средств и технологий гравийной обсыпки прифильтровой зоны продуктивных пластов. При описании процесса создания технических средств и технологий гравийной обсыпки введен термин “дезинтегрируемый гравийный фильтр” для того, чтобы подчеркнуть основную особенность этого способа доставки гравия на забой скважины. Технология метода и основные преимущества перед другими вариантами гравийной обсыпки рассмотрены в следующей главе.

2.2.1.3 Дезинтегрируемый гравийный фильтр

С целью увеличения эффективности обустройства фильтровой части скважины, при сооружении скважин проводились исследования по созданию и разработке гравий-гильзы для обеспечения гравийной обсыпки прифильтровой зоны продуктивных пластов [7].

Основные преимущества применения гравий-гильзы перед другими вариантами гравийной обсыпки:

- надежность доставки гравийного фильтра;
- плотная и равномерная усадка гравия по высоте и периметру водоприемной части фильтра (предотвращение образования пустот);
- невысокая стоимость и простота изготовления;
- снижение трудозатрат на сооружение скважины.

Основная задача экспериментальной части: Разработка нескольких рецептов состава для склеивания гравия в гравий-гильзе, их анализ и сравнение.

Дезинтегрируемый гравийный фильтр – изделие, представляющее из себя смесь гравия, склеивающего реагента и удерживающей оболочки, закрепленное на фильтровой трубе, которое по истечении заданного времени растворяется с последующим осыпанием гравия в зону продуктивного пласта.

Требования, предъявляемые к конструкции:

- растворение фильтра должно достигаться в пределах 5–10 часов после начала спуска в скважину;
- конструкция фильтра не должна нарушаться в процессе спуска обсадной колонны;
- обеспечение минимальных гидравлических сопротивлений при спуске фильтра в технологическую скважину;
- возможность легкой надежной сборки фильтра с обсадной колонной;

- осуществление качественного однородного уплотнения фильтра в фильтровой части скважины.

3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Так как конструкции фильтров малопроизводительны, быстро кольматируются, они сложны при производстве и установке в скважине, необходимо разработать оптимальный метод доставки гравия на забой, лишенный данных недостатков. Наиболее приемлемым вариантом создания фильтровой части технологических скважин является спуск пачки гравия в связанном состоянии, который растворяется в углеводородной среде или в других известных науке растворителях, при этом имеющий прочную структуру. Такой фильтр называется – дезинтегрируемый гравийный фильтр. Преимущества применения данной технологии перед другими вариантами гравийной обсыпки [30-34]:

- Надежность доставки гравийного фильтра.
- Предотвращение оседания гравия выше фильтровой зоны (в трещинах, кавернах и сужениях ствола скважины).
- Плотная и равномерная усадка гравия по высоте и периметру водоприемной части фильтра (предотвращение образования пустот).
- Снижаются трудозатраты на сооружение скважины.
- Возможность дифференциации фракций гравийного фильтра по размеру.

3.1 Разработка конструкции гравий-гильзы

Требования, предъявляемые к конструкции ГГ:

- растворение ГГ должно достигаться в пределах 4–8 часов после начала спуска ГГ в скважину;
- ГГ должна выдерживать вес кислотостойкого гравия, силы трения о стенки скважины, а также действующие гидравлические силы в процессе спуска обсадной колонны;
- ГГ должна обладать достаточным значением адгезии с обсадной колонной;
- обеспечение минимально возможных гидравлических сопротивлений при спуске ГГ в технологическую скважину (форма или соотношение диаметров ГГ и скважины);
- возможность легкой надежной сборки ГГ с обсадной колонной;
- осуществление качественного однородного уплотнения гравий-гильзы в фильтровой части скважины.

3.1.1 Разработка формы и размеров ГГ для уменьшения гидравлических сопротивлений при спуске ГГ в скважину

Возможные формы гильзы:

- сплошной цилиндр (рис. 6, а) – простота изготовления; максимальный полезный объем ГГ; возникновение высоких гидравлических сопротивлений.

- цилиндр с продольными ребрами (рис. 6, б) – снижение гидравлических сопротивлений; обеспечение ламинарного направленного движения жидкости; усложнение конструкции; уменьшение полезного объема гильзы.

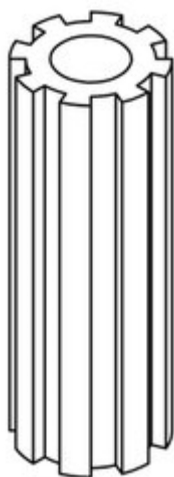
- капсула (рис. 6, в) – снижение гидравлических сопротивлений за счет обтекаемой формы; уменьшение полезного объема гильзы, особенно в местах крепления друг к другу;

- цилиндр с продольными отверстиями в теле для протекания жидкости (рис. 6, г) – снижение гидравлических сопротивлений; резкое снижение прочности конструкции гильзы; усложнение процедуры изготовления гильзы.

- цилиндр переменного диаметра (рис. 6, д, е) – снижение полезного объема гильзы; гидроимпульсное воздействие на гильзу; усложнение процедуры изготовления.



а



б



в



г



д



е

Рисунок 6 – Возможные формы ГГ: а – сплошной цилиндр; б – цилиндр с продольными ребрами; в – капсула; г – цилиндр с продольными отверстиями в теле для протекания жидкости; д, е – цилиндр переменного диаметра

Ряд увеличения сложности изготовления (стоимости) гильзы: цилиндр сплошной – капсула – цилиндр со сплошными ребрами – цилиндр с переменным диаметром – цилиндр с продольными отверстиями.

Процесс проектирования конструкции и геометрических характеристик гравий-гильзы обладает граничными условиями, которые обусловлены возникновением гидравлических сопротивлений при спуске компоновки в скважину.

В данном случае важен не объем энергии, затраченной на спуск компоновки в скважину, заполненную жидкостью, а напряжения, которые воздействуют на гравий-гильзы и пласты геологического разреза. Поскольку эти величины обуславливают друг друга и пропорциональны (чем выше гидравлические сопротивления, тем большие напряжения возникают на границах раздела «гравий-гильза – жидкость» и «жидкость – пласт»), то для удобства проведения расчетов используются известные методики из теории гидроаэромеханики бурения [10].

В случае превышения максимально допустимых значений гидравлических сопротивлений возможны нижеследующие негативные последствия:

- деформация, разрушение, отрыв гравий-гильзы от колонны обсадных труб;
- преждевременный эрозионный и абразивный износ гравий-гильзы потоком раствора, заполняющего скважину;
- возникновение эффекта «поршневания» при спуске компоновки обсадной колонны в скважину и, как следствие, гидравлический разрыв пластов с последующим поглощением жидкости, заполняющей скважину;

- повышенный износ стенок скважины потоком промывочной жидкости, нарушение их устойчивости, осыпи и обвалы с возможностью затяжек и подклинок обсадной колонны, особенно, в интервале установки бенто- и гравий-гильз.

3.2 Разработка рецептуры раствора для склеивания гравия

Принято выделять два основных уровня научного познания: эмпирический и теоретический. Каждому уровню соответствуют свои методы исследования. Данная научная работа подразумевает использование, как методов эмпирической группы, так и методов теоретической.

Первоначальный выбор склеивающих реагентов производился путем анализа свойств различных известных реагентов и теоретического моделирования результата их применения. После теоретического выбора склеивающих реагентов осуществлялся переход на эмпирический уровень исследования, включающий в себя планирование и проведение экспериментов.

3.2.1 Выбор и обоснование склеивающих реагентов

В данной работе были рассмотрены следующие связующие материалы:

Мастика битумно-каучуковая – поликомпонентная мастика холодного применения на основе нефтяного битума и органических растворителей с добавлением резиновой крошки мелкой фракции, синтетического термопластичного блок-полимера и смоляных кислот.

Битумная мастика – на основе высококачественного кровельного битума, органического растворителя, пластификатора, наполнителя и гербицидной добавки.

Битум – твёрдые или смолоподобные продукты, представляющие собой смесь углеводородов и их азотистых, кислородистых, сернистых и металлосодержащих производных. Битумы нерастворимы в воде, полностью

или частично растворимы в бензоле, хлороформе, сероуглероде и др. органических растворителях; плотностью 0,95—1,50 г/см³.

Клей БФ-2 – термореактивный однокомпонентный полимеризующийся клей с возможностью применения как простого высыхающего клея. После горячей полимеризации создаёт малоэластичный шов с термостойкостью до 180 °С. Представляет собой густую прозрачную жидкость жёлтого, красного или буро-коричневого цвета. Клей БФ не подвержен гниению и коррозионным воздействиям, стоек к действию атмосферы, воды, масла и бензина. Клей БФ огнеопасен.

Представляет собой фенолформальдегидную смолу и поливинилацеталь или поливинилбутираль, растворённые в этиловом спирте, ацетоне или хлороформе. Цифра после букв «БФ» означает процентное содержание поливинилбутираля в сухом веществе. С увеличением количества виниловых добавок растёт эластичность шва, но уменьшается прочность.

3.3 Методы исследований

3.3.1 Методика подготовки образцов гравий-гильзы

В работе рассматривалось несколько возможных вариантов конструкции гравий-гильз: с растворимой оболочкой; с гравием, склеенным связующим составом; со связующим составом и растворимой оболочкой. В связи с этим методика подготовки образцов для лабораторных испытаний с использованием различных составов связующего и оболочки была индивидуальной.

В общем виде методика подготовки образцов выглядела следующим образом. Для изготовления ГГ приготавливалась смесь из гравия и склеивающих реагентов и расфасовывалась в металлические и пластиковые формы (рис. 12). Через сквозное отверстие в форме пропускался металлический стержень, имитирующий фильтровую колонну. Затем гравийная смесь утрамбовывалась.



Рисунок 10 – Металлические формы для изготовления ГГ

Затем образцы помещались в сушильный шкаф ШС-80-01 типа СНОЛ (рис. 11), где выдерживались при заданной температуре до постоянной массы, что говорило о выходе воды из образца.

Физико-механические свойства гравий-гильзы определяются временем выдержки и температурой сушки, а также и составом и концентрацией склеивающего агента. Все эти параметры исследовались экспериментально.

Для определения точного процентного соотношения гравия и склеивающих реагентов использовались лабораторные весы марки ВК-600 (рис. 12).

При исследовании труднорастворимых реагентов для приготовления связующего вещества применялся высокочастотный миксер. В ряде экспериментов приготовляемый раствор подвергался нагреванию для ускорения процесса растворения реагентов.



Рисунок 11 – Сушильный шкаф ШС-80-01 типа СНОЛ



Рисунок 12 – Лабораторные весы ВК-600

В ряде опытов ГГ после выдержки в сушильном шкафу дополнительно покрывалась защитной оболочкой и помещалась обратно в сушильный шкаф до затвердевания оболочки, если исследовалась модель «связующее + оболочка». После просушки ГГ в сушильном шкафу, она извлекалась из формы и остужалась до комнатной температуры.

3.3.2 Методика испытаний образцов гравий-гильзы

Для осуществления визуальной фиксации процесса растворения использовались стеклянные мерные цилиндры емкостью 1л, выступающие в качестве модели скважины. Цилиндры заполнялись технической водой или раствором кислоты. Внутри помещались подготовленные по вышеуказанной

методике образцы ГГ (рис. 13). Процесс растворения записывался на цифровую видеокамеру.

Лабораторные испытания проводились при следующих условиях:

1. Испытания проводились без учета действующих на ГГ гидравлических сил при ее спуске в модель скважину.
2. Испытания проводились в воде, а не в буровом растворе.
3. Не учитывалась скважинная температура.
4. ГГ испытывали без опоры, присущей технологии формирования фильтровой части технологических скважин с двумя бентогильзами.

Однако выбор такого метода лабораторных испытаний на первом этапе обосновывается простотой и дешевизной проведения экспериментов, что позволяет провести их большое количество в кратчайшее время, выбрав основные реагенты для дальнейших экспериментальных исследований.

Испытание таким способом позволяют определить:

- время разложения ГГ;
- количество осадков склеивающего реагента после разложения ГГ.



Рисунок 13 – Испытание ГГ в лабораторных условиях

3.4 Результаты экспериментальных исследований

Битумно-Каучуковая мастика

Было проведено исследование применения битумно-каучуковой мастики для связывания гравия. Основная задача исследования: получение прочносвязанной структуры для возможности транспортировки на забой скважины, а так же способность растворения в углеводородной среде или иных растворителях.

Данная рецептура не удовлетворила требованиям к технологии т.к. при любом процентном содержании реагента, конструкция фильтра имела вязкий состав. При увеличении температуры засыхания данной рецептуры до 53 °С, структура стала рыхлой.

Клей БФ - 2

Было проведено исследование применения клея БФ – 2 для связывания гравия. Основная задача исследования: получение прочносвязанной структуры для возможности транспортировки на забой скважины, а так же способность растворения в углеводородной среде или иных растворителях. Концентрация компонентов представлены в табл. 5.

Таблица – 5 Концентрация компонентов

№	Состав смеси	Концентрация компонентов, %		
1	Гравий	97,4	96,15	93,75
2	БФ - 2	2,6	3,85	6,25

После подбора оптимальных концентраций и подготовки образцов в специальных формах, были проведены испытания на сжатие (рис. 21).

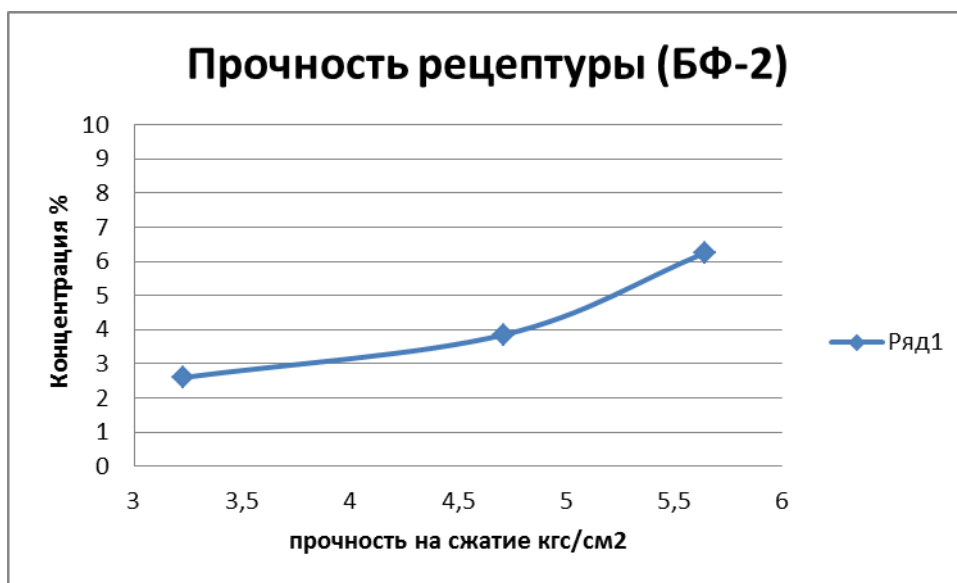


Рисунок 21 – Прочность рецептуры (БФ – 2)

После испытания образцов на сжатие, необходимо было определить оптимальный растворитель для данной рецептуры. Растворителями были выбраны следующие вещества:

1. Нефть;
2. Уайт – Спирит;
3. Ацетон;
4. Растворитель 646.

Скорость растворения в каждом из вышеперечисленных веществ отображено в таблице 6

Таблица 6 – скорость растворения БФ – 2

Растворитель	Нефть	Уайт-Спирит	Ацетон	Растворитель 646
Время растворения	Растворения не последовало	2 м	3 м 45 с	2 м 30 с

Вывод:

Данный склеивающий реагент удовлетворяет требованиям к конструкции дезинтегрируемого гравийного фильтра, но с условием закачки в скважину одного из рассмотренных растворителей.

Битумная мастика

Было проведено исследование применения битумной мастики для связывания гравия. Основная задача исследования: получение прочносвязанной структуры для возможности транспортировки на забой скважины, а так же способность растворения в углеводородной среде или иных растворителях.

Данная рецептура не удовлетворила требованиям к технологии т.к. при любом процентном содержании реагента, конструкция фильтра имела вязкий состав. При увеличении температуры засыхания данной рецептуры до 53 °С, структура стала рыхлой.

Битум

Было проведено исследование применения битума для связывания гравия. Основная задача исследования: получение прочносвязанной структуры для возможности транспортировки на забой скважины, а так же способность растворения в углеводородной среде или иных растворителях. Концентрация компонентов представлены в табл. 3.

№	Состав смеси	Концентрация компонентов, %		
		97,1	95,8	94,34
1	Гравий	97,1	95,8	94,34
2	Битум	2,9	4,2	5,66

После испытания образцов на сжатие, необходимо было определить оптимальный растворитель для данной рецептуры. Растворителями были выбраны следующие вещества:

1. Нефть;
2. Уайт – Спирит;
3. Ацетон;
4. Растворитель 646.

Скорость растворения в каждом из вышеперечисленных веществ отображено в таблице 7

Таблица 7 – скорость растворения образца связанного битумом

Растворитель	Нефть	Уайт-Спирит	Ацетон	Растворитель 646
Время растворения	25 м	4 м	Растворение слабо выражено	7 м

Вывод:

Данный склеивающий реагент удовлетворяет требованиям к конструкции дезинтегрируемого гравийного фильтра при условии использования в нефтяных скважинах, в противном случае необходима закачка одного из рассмотренных растворителей. Данная рецептура не рекомендуется для использования в скважинах другого типа по следующим причинам:

1. Большая трудоёмкость изготовления технологии, чем в рецептуре с клеем БФ – 2;
2. Большие затраты времени на растворение;
3. Большие затраты времени на связывание гравия.

Gravel Packing

According to Saucier, a gravel pack is a downhole filter designed and used to prevent or block the production of unwanted formation sand and solid. Saucier added the formation sand is normally being held properly in a place by gravel pack sand which is held in place with a sized screen. In order to determine the needed gravel pack size, a core sample from the formation and sand formation must be examined with a view to determine the median grain size diameter and grain size distribution [10]. There have been a number of publications detailing the best possible option to be used in selecting gravel pack size to control the production of sand formation.

When the median grain size of the gravel-pack sand, D_{50} , is no more than six times larger than the median grain size of the formation sand, D_{50} . The upper case D refers to the gravel, while the lower case refers to the formation sand. The basis for this relationship was a series of core flow experiments in which half the core consisted of gravel-pack sand and the other half was formation sand. The ratio of median grain size of the gravel-pack sand and median grain size of the formation sand was changed over a range from 2 to 10 to determine when optimum sand control was achieved. In carrying through this experiment, the procedure provides measuring the pack permeability with each change in gravel size and comparing it to the formation's initial permeability. In this, if the final permeability is equal to the initial permeability was the same as the initial permeability, we could say that effective sand control achieved. On the other hand, if the final permeability was less

than the initial permeability, it suggests that the sand formation was invading and plugging the gravel pack permeability. This provides that sand control could be achieved under this condition. But at the same time, it would decrease the well productivity [9].

Frac- Pack

Frac-Pack is a mixture of hydraulic fracturing, and gravels packing, that is why it is called frac-pack stimulation. The frac pack treatment pumped down the tubing and into the crossover tools. The crossover tools direct the flow into the space between the casing and the pipe, called the annulus. The slurry flow down the screens and the casing into the perforated zone, this treatment fit the conventional high permeable treatment, with the exceptions that the treatment is designed to screenout at the end of the stage to ensure the maximum re-stressing of the formation [6]. Frac-pack completion components are illustrated in Figure 1 Below.

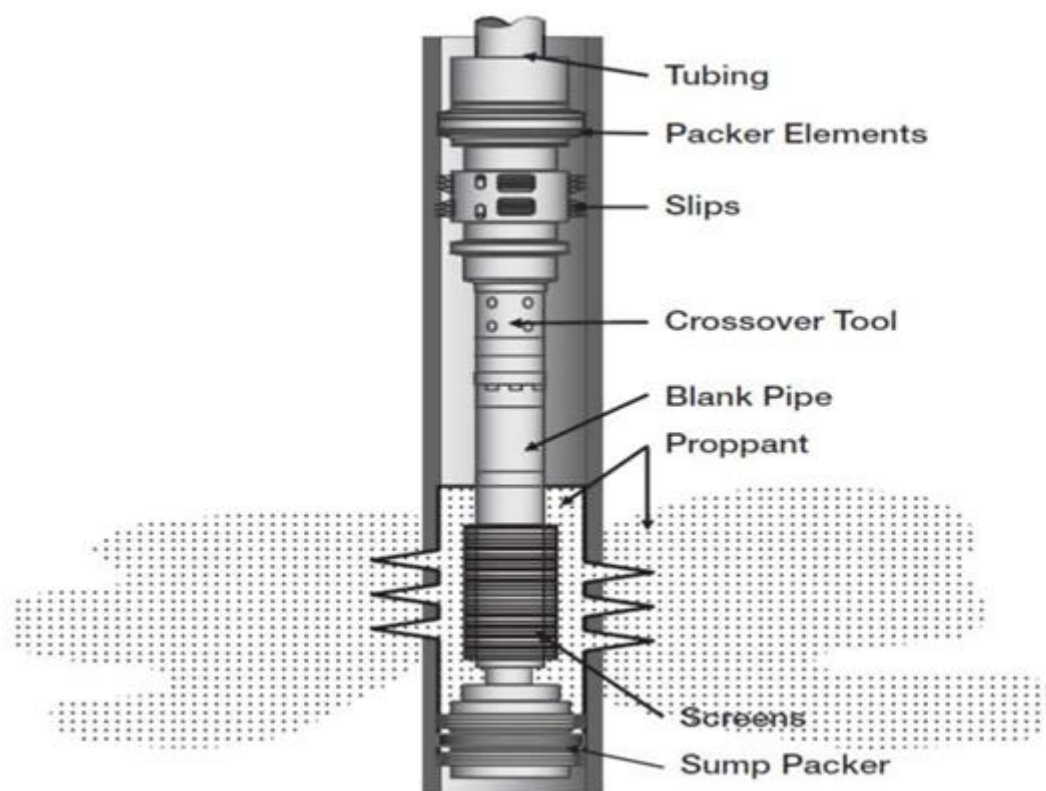


Figure 1: Typical components of a frac completion [7]

History of Gravel Pack

It is important to trace, briefly the history of gravel pack and its application. The gravel pack's first frac-pack projects were conducted in the Gulf of Mexico in the early 1980s. These treatments of the gravel pack were similar to hydraulic fracturing in its design and execution. The gravel pack result longer, narrower fracture, which not similar to the wider shorter fracture off frac pack treatment.

This method was not accepted by the operators because of the fact that the initial production result was not encouraging or economically viable.

The first and successful tip-screedout (TSO) gravel pack pumped in the late 1980s, this pumping was done in sandstone formation. These early TSO treatments placed short, wide fractures. Further advances by companies including BP and Pennzoil led to equipment and technique innovations that helped to extend the length and width of the fractures to give much higher sustained production rates than were typically seen in gravel-packed wells [7]. Early frac packs were pumped at about 10 bbls/min with proppant concentrations up to 12 lbm/gal to give total proppant quantities up to 40,000 lbm.

However, industry demands for increased pump rates, higher proppant volumes, and the move to the more-abrasive ceramic proppant materials led to increased erosional forces on downhole crossover tools [9].

Service companies and scholars has over the years came up with significant technical progress and tools that can comfortably carry through and cope with the gravel pack technology.

Presently, drilling industries do places frac packs at 50 bbl/min, with 12 lbm/galUS proppant concentrations and a total proppant quantities in excess of 200,000 lbm[12]. Initially candidates selected to be treated by frac pack technique were screened using different qualifiers to help ensure that success is achieved in carrying through the job. There are advantages associated with the Net Present Value (NPV), reservoir management, time period for commercial production, reduced intervention, and lower operating costs which quickly became clearly seen to operators to accepted to use this technology [9]. Operator commonly use frac pack as their completion case and in doing this, they must have arrived at a certain conclusion that using the sand control technique is significant in this frac pack process (Ray & Mariano (2007)). Part of the advantage of the later opinion of the operators was that the frac-pack technique helps to solve some of the problems and risk associated with the stability of a formation and near-wellbore positive skin or damage, water production and water injection for pressure maintenance [9]

Figure 2 shows the relative sand face areas for gravel packing, high-rate water packing, and frac-packing.

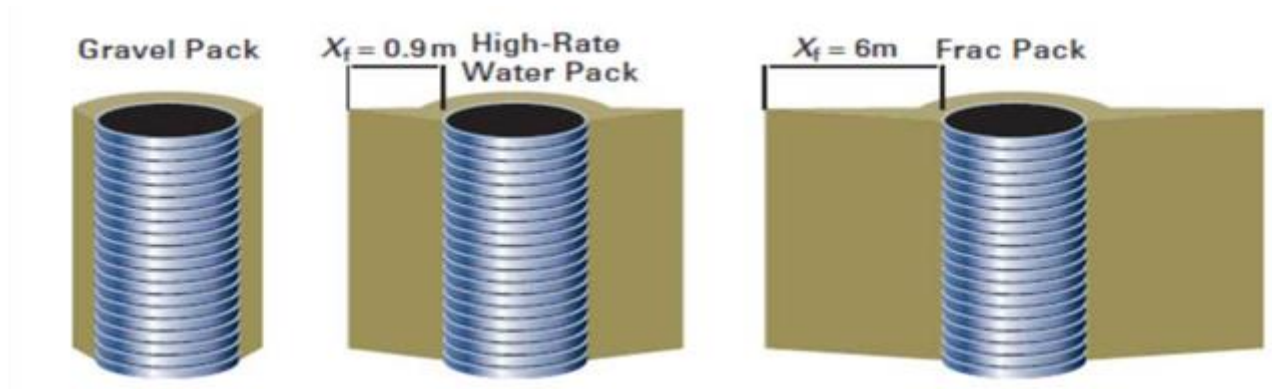


Figure 2: Relative Sand Face Areas for Gravel Packing, High-Rate Water Packing, and Frac Packing [8]

Sand Control

In this process, the first step to be taken in completion design in an unconsolidated or weak sand formation is the necessity to have knowledge of the formation's strength. The sand grains in general could move due a number of factors especially forces due to coupled drag. There are other factors that could influence formation strength, which could amount to six different phases.

For example, pressure, and drag forces, which are commonly believed that they could influence formation strength, such as drilling and completion; clean up; initial production at maximum rates; shutdown, start-up and production at pressure depletion [5]. Normally gas well operations is known and used in minimizing sand movement that focused on the prevention of flux rates so as to control erosion, thereby limiting the chance of high production in the initial production rate loads at a startup to reduce the invasion of screen or gravel pack by fines or formation solids [5].

The need for gas control for gas wells is important concern that would over time grow as the exploration is gradually moving into complex formation especially coal and shale. Gas control for gas wells is a critical concern that will

grow as the exploration is increasingly driven into more complex formation such as coal and shales. King and O’Connell suggested that the best way to effect sand control is to achieve the sand control without introducing any mechanical obstruction such as gravel and screens. King and O’Connell added that production skins in sand control completions range as low as 0-3 for open hole gravel pack and frac-pack, to skin of 10 to 15 for cased hole gravel packs with gravel interface outside the casing. Figure 3 illustrates the type of sand control completion methods being used in the industry, such as external or open hole gravel pack, cased hole gravel pack, screen only, internal, and frac-pack [9].

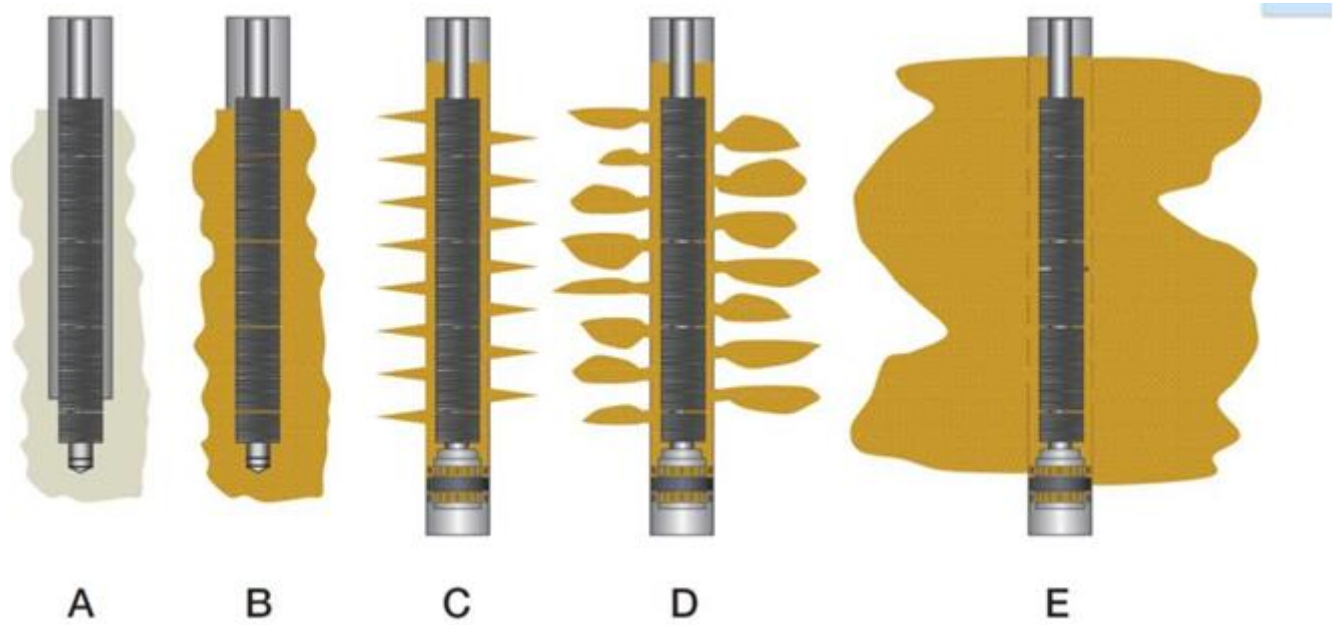


Figure 3: Sand control completions methods: A. Screen only External C. Open hole gravel pack internal or cased hole gravel pack D. High-Rate gravel pack E. Frac-pack. [9]

ALLPAK

A new and superior gravel packing method called ALLPAK™. for alternate path gravel packing, is reported here. It has been found that gravel packing problems associated with formation of sand bridges in the annulus outside the screen can be eliminated by adding alternate flow paths for slurry flow. The alternate paths are

provided by perforated shunts or secondary piping placed in the annulus, usually by attaching the tubes to the screen. Laboratory gravel pack simulator tests indicate that essentially complete annulus packs can always be obtained, even in cases where current methods provide very poor pack efficiencies. This paper describes the laboratory experiments and field tests which verify the advantages from this new concept.

A new completion method is described which solves the classical problem of sand bridging in conventional gravel packing. Provision of properly designed alternate slurry flow paths, through shunts or secondary piping placed in the annulus, eliminates almost all of the voids seen with common gravel packing procedures. The results from laboratory testing done on a 30-ft full-scale gravel pack simulator indicate 95-100% gravel pack efficiencies as compared to 65-80% obtained with conventional procedures, where both efficiencies are estimated by visual observations. In addition to providing superior gravel packs, the new method, called ALLPAK, for alternate path gravel packing, also permits wider ranges in slurry rheology and pumping rates.

Field test results from U.S. Gulf Coast offshore wells validate and extend the laboratory observations. The classical problem in gravel packing occurs when premature sand bridges form in the annulus between the sand retainer screen and the casing wall, for an in the casing gravel pack, or the formation, for an open-hole gravel pack. The bridges usually form either at the top of the screen or adjacent to zones of higher permeability. Once a bridge forms, slurry flow past that point ceases, leaving an incomplete pack below the bridge. Many mechanical variations for gravel packing apparatus have been developed or proposed for avoiding sand bridging , and a large body of literature exists reporting studies of the effects of gravel packing variables such as fluid rheology, pumping rates, sand density and concentration, etc.

However, major problems still exist, especially where long intervals and/or highly deviated wells are involved. This work describes apparatus and methodology for alternate path gravel packing which can eliminate bridging

problems. The key to the new approach is the addition of alternate paths for slurry flow adjacent to the screen. These could either be inside or outside the screen, although the mechanical assembly is much simpler if the alternate paths are placed in the annulus. The alternate paths consist of small separate tubes or pipes attached to the screen and perforated with small holes every few feet. Slurry can either be injected directly into the tubes, or the tubes can be left open at the top of the annulus to act only as shunts.

Figures 4 and 5 illustrate the concept. Ultimately, injecting the slurry directly into the tubes may prove to be the preferred arrangement because this would provide a more orderly, controllable, and predictable process.

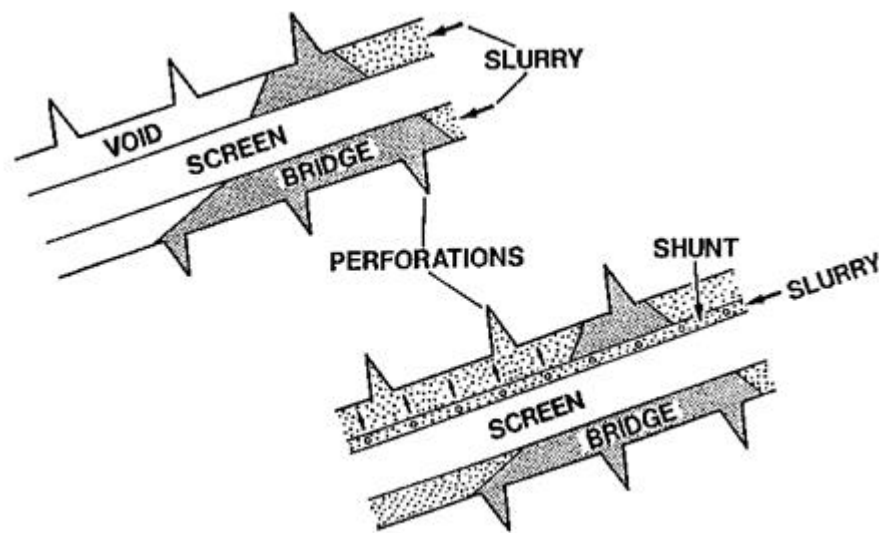


Figure 4 ALLPAK (Alternate Path Gravel Pack) Mechanism [10]

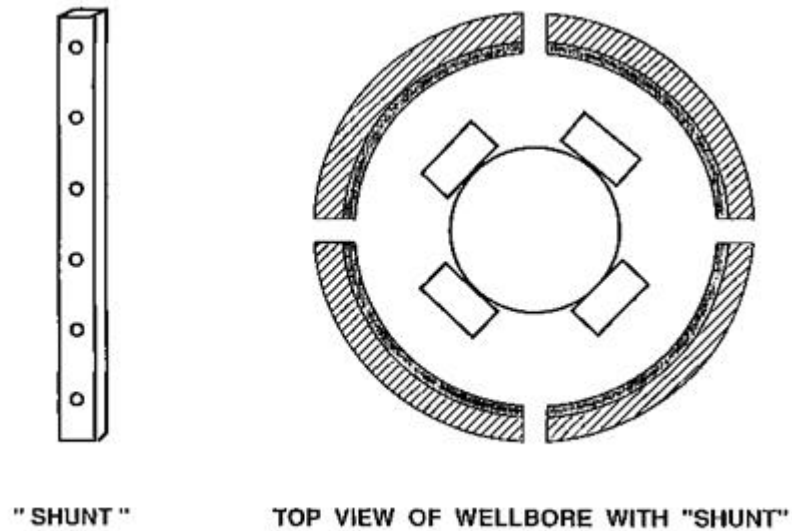


Figure 5 Schematic of ALLPAK™ Assembly [10]

LABORATORY TESTS ALLPAK™ A series of tests were run on Baker Sand Control's 6.2 in. The 18-ft perforated length simulates 12 shots/ft, with each 0.7 in. I.D perforation backed by a 2.5 in. long 0.7 in. I.D. tube packed with 20/40 mesh sand to simulate the formation.

The simulator can vary in inclination between 0 and 90° but most of the runs were made in a horizontal position to provide the most difficult packing conditions. Pertinent results are summarized in Table 1 [10].

Table 1 - Summary of ALLPAK™ Testing on Gravel Pack Simulator [10]

Summary of ALLPAK™ Testing on Gravel Pack Simulator

Test	No. of Shunts (-)	Comments	Pack Type (-)	Shunt Size (in)	Hole Size (in)	Hole Density	Pack Efficiency (-)
1	0	w	circulation				75
2	2	w	circulation	0.824	3/16	2 per 1'	90
3	2	w	squeeze	0.824	3/16	2 per 1'	100
4	0	x	circulation				80
5	0		squeeze				70
6	2		circulation	0.75	1/8	1 per 1'	90
7	2		squeeze	0.75	1/8	1 per 1'	100
8	2	w	circulation	0.824	1/8	1 per 2'	95
9	2	x	circulation	0.824	1/8	1 per 2'	95
10	2	y	circulation	0.824	1/8	1 per 2'	95
11	0	z	sque-circ				65
12	4		circulation	1X0.5	3/32	1 per 2'	95
13	4		circulation	1X0.5	3/32	1 per 2'	98
14	4		sque-circ	1X0.5	3/32	1 per 2'	98
15	4	x,z	sque-circ	1X0.5	3/32	1 per 2'	99
16	4	z	circulation	1X0.5	1/16	1 per 4'	95
17	4	z	sque-circ	1X0.5	1/16	1 per 4'	95

The first set of experiments listed in Table 1 were the initial experiments made in an attempt to verify the alternate path concept. The base case was previously known to provide incomplete packing and was repeated here for comparison purposes. Although the shunt runs were relatively successful, the packing mechanics were haphazard with slurry running in and out of shunt holes almost at random. From this it was surmised that the shunt holes were too large and that there were too many holes. [10]

In the second set of experiments, the goal was to investigate the use of 36# XC/1000 gal. clarified gel rather than 40# HEC/1000 gal. and to improve shunt hole designs. The two base cases were run to provide comparisons for both squeeze and circulation positions. As an afterthought, one run was made using water as a carrier fluid with approximately the same results. The use of 0.75" I.D. tubes rather than 0.824" I.D. occurred because the 0.824" tubes were not immediately available. The small size variation did not alter results in any noticeable way.

The final set of experiments were made after a field apparatus design was tentatively identified. Rectangular shunts were chosen in order to maximize the clearance in the annulus while still retaining substantial shunt tube cross sectional area for slurry delivery. The squeeze-circulation experiment was chosen as a standard in order to simulate use of a differential valve. Four shunts set at right angles were chosen to assure that two shunts would always be at the top of the apparatus. The runs with 40/60 sand were made to study the effects of settling on the packing mechanism. The smaller holes were investigated to find how small the holes can be with minimal possibility of plugging.[10]

A separate set of tests were run where up to 300 ft long shunt tubes were laid out on pavement and slurry was injected directly into the tubes. From these tests, it was found that the XC gel and 40/60 sand can be delivered several hundred feet at shunt flow rates of less than 0.2 bbls/min.

FIELD TESTS ALLPAK™ Two U.S. Gulf Coast offshore wells were chosen for the first field tests. Each well provided a specific challenge for the new method. Well #1 was only inclined at 45° from vertical but had two productive zones separated by more than 50 feet of shale. The upper 18-ft perforated zone was much more permeable than the lower 9 ft zone, and the lower zone's estimated reserves were too small to justify a separate completion. Well #2 was inclined at 64° and had 190 feet of perforations in a 220-ft zone of highly variable quality [10].

The ALLPAK™ design for Well #1 included three joints of 2 3/8 inch screen with four half inch by one inch rectangular shunts attached and perforated every three feet with 3/32 inch holes. One joint of blank pipe with blank shunts was placed above the top of the screen. The connectors between individual screen joints are key elements in obtaining shunt fluid transmission continuity. Figure 6 provides an external view of the connectors.

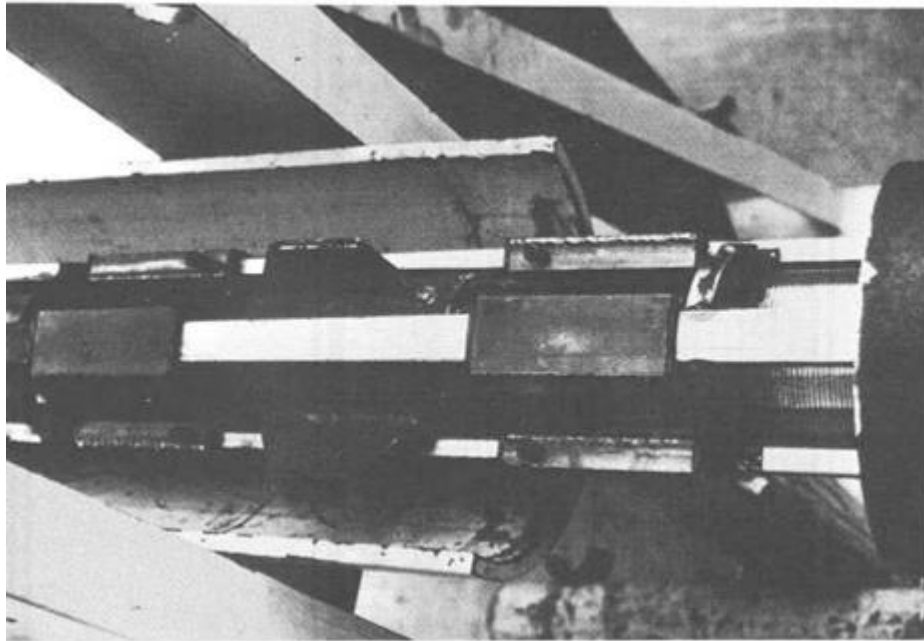


Figure 6 Field Type Shunt Connectors [10]

An internal O-ring assembly at each end of each connector assures a good pressure seal. Failure of a seal ends a shunt's effectiveness below that location. A connector is attached to the end of each shunt tube and the short length of shunt tube between the two end connectors allows for adjustment to slightly variable shunt and screen combinations. Additional installation time required to run an ALLPAK™ assembly has been about 15 minutes per joint. Most of the extra time is associated with making the connections.

Well #1 was initially packed at 3.S bbls/min with 8 lbs/gal 40/60 sand, and a 40 cp, nearly Newtonian fluid. A lower tattletale and 300 psi differential valve were used. Since the packing pressure was at approximately the fracture gradient, fracturing apparently occurred and a second batch of slurry was required. The second batch was pumped at approximately 1.S bbls/min and a 2500 psi sand-off was soon achieved. The total amount of sand placed behind the pipe was approximately 0.6S cu ft/ft of perforated interval, much above the 0.2 to 0.2S normally expected for a superior gravel pack. It is currently speculated that the shunts facilitate fracturing along the entire perforated length when the fracture gradient is exceeded. Work is underway to exploit this advantage.

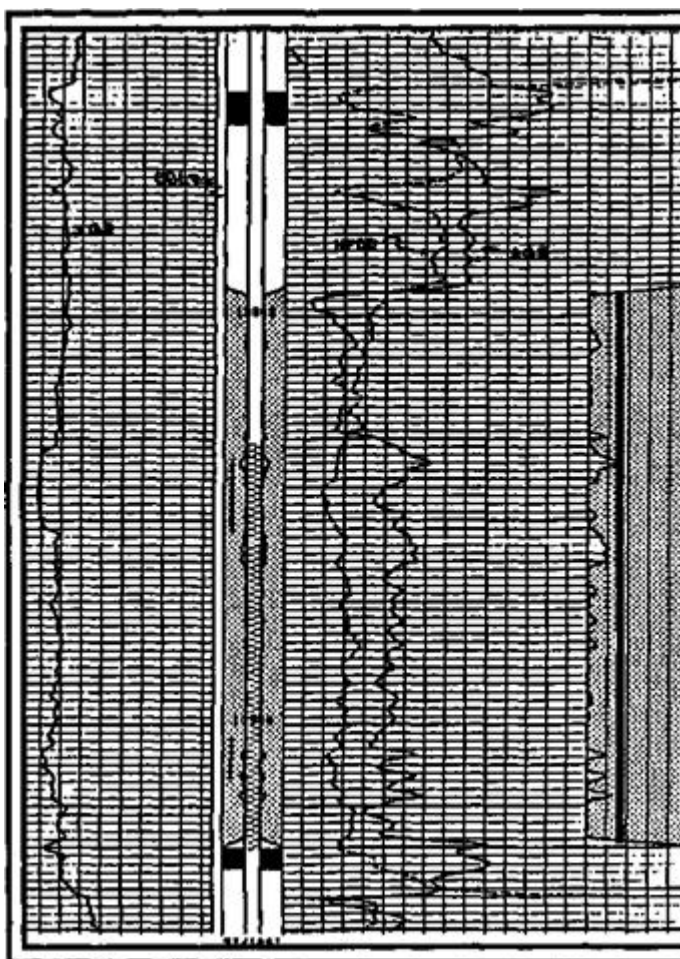


Figure 7 Well #1 with ALLPAK™ [10]

Figure 7 shows a silicon activation gravel pack log for Well #1. Although a standard analysis indicates some possible small voids, this is misleading, since no known mechanism exists to provide voids at and slightly above the very top of the upper screen. The most likely situation is that the added steel of the shunt tubes and normal statistical variations in silicon activation logs account for the occasional log interpretations of deviations from 100% packing efficiency. In addition, the shunt tube stand-off from the screen is not uniform and occasionally a shunt will lie directly against the screen. This also will tend to cause variation in the silicon activation log. The vertical line on the log indicates the position of the almost certainly packed zone at the top of the screen. In all probability, the annulus was completely packed. The apparatus design for Well #2 varied primarily in that two of the shunts had 3/32 inch holes at 5-ft intervals over the entire length and the other two had holes every 5 feet only over the bottom 100 feet of the perforated

interval. Holes were offset so that at least one hole occurred every 2.5 feet across the pay zone. This design followed long tube experiments which showed that unperforated shunts provide excellent slurry transport along the unperforated length.[10]

Well #2 was packed with the same methodology used for Well #1, except that 36 #XC/ 1000 gal. clarified gel was used as the carrier fluid. It was felt that the high inclination angle and excessive length required a longer sand settling time than was needed for Well #1. No problems were encountered either in running the screen or pumping the slurry for Well #2. One noteworthy occurrence was that approximately 10 minutes after the slurry reached the crossover, a rapid 300 psi pressure rise was observed. At that point, the pump rate was dropped to 2.25 bbls/min and the pumping pressure stabilized at approximately the initial value. Pumping continued at this rate and pressure for another 8 minutes, at which time pumping pressure began to rise again, with a high pressure (2600 psi) sand-off occurring 3 minutes later. It is speculated that the first pressure rise indicated formation of a complete annulus bridge near the top of the completion interval, and the later somewhat steady rise indicated dehydration of the pack for this relatively viscous carrier fluid. Figure 8 shows a silicon activation gravel pack log covering the top 145 feet of the 220-ft screen. [10]

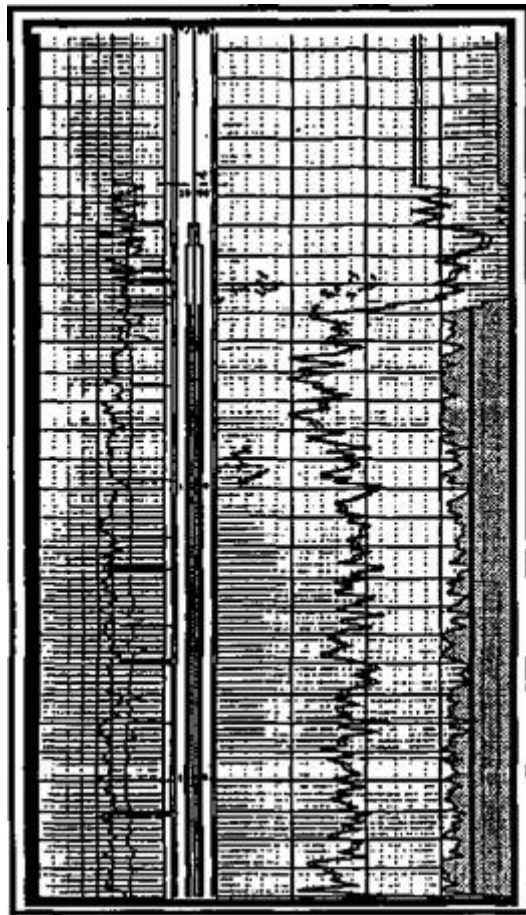


Figure 8 Well #2 with ALLPAK™ [10]

The previous comments regarding packing efficiency once again apply. The logging tool wouldn't slide below this level and was not forced lower for fear of retrieval problems. Once again, within our evaluation capability, the pack appears to be complete over the logged interval. Approximately 0.24 cu ft of sand was placed per foot of perforated interval.

Both test wells were put on production and flowed efficiently with little drawdown. As a result of these successful completions, reserves not otherwise available were added for Well #1 and the cost of breaking the zone into two completions was saved for Well #2. Following these excellent test results, the new procedure was adopted as a standard operation. Six more zones have since been completed with packing results similar to the test wells.

Premium screens Premium screens were originally developed for stand-alone installations in horizontal wells rather than a gravel-packed completion; however,

this type of screen has been installed in several wells worldwide in combination with a gravel pack. Proprietary designs are premium designs that surpass the performance of either a standard wire-wrapped screen or a prepacked screen in their ability to resist plugging and erosion and are equipped with torque-shouldered connections to permit rotation. These screens have a single layer or multiple layers of woven wire mesh, sometimes sintered, forming a resilient filter and providing weld integrity and mechanical stability. Mesh screens maintain their strength during installation without altering the filter pore openings. With drainage layers, and an optimized design of basepipe perforations, these screens evenly distribute flow across the full area of mesh and reduce the risk of plugging at the screen face.

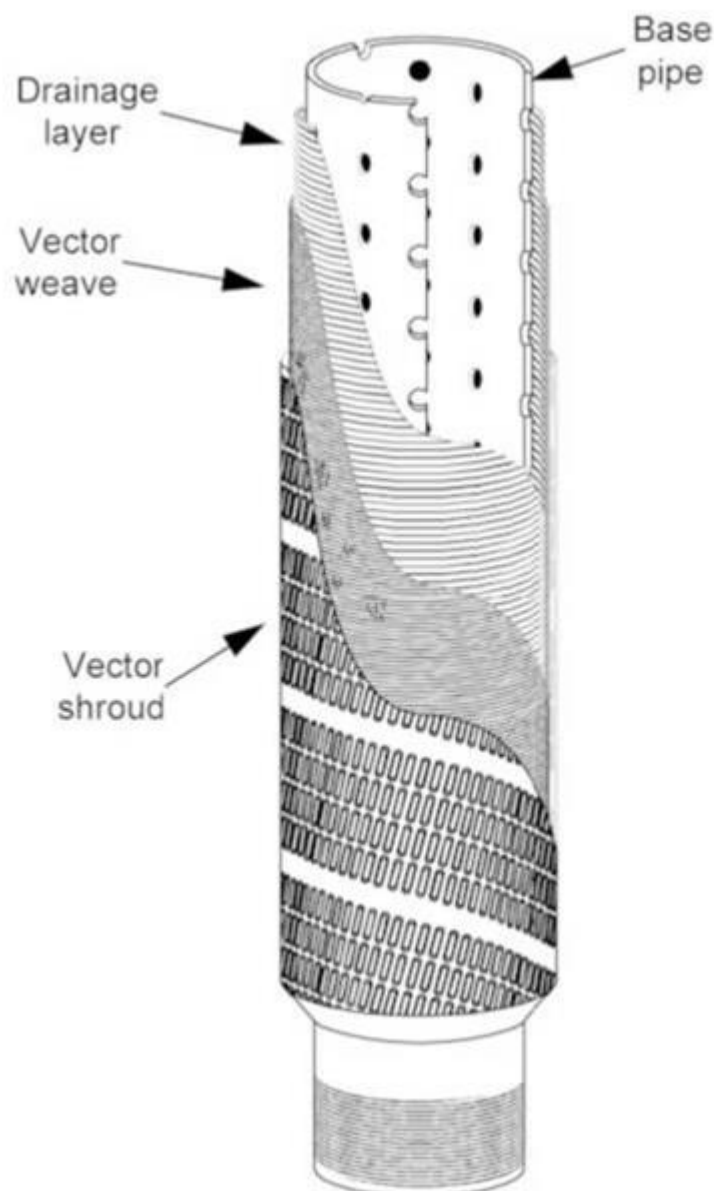


Figure 9 Premium screen [4]

These type of screens have increased inflow areas to as much as 30% of the surface area of the screens which is significantly more than wire wrapped screens. The materials used and the designs differ from conventional wire-wrapped screens.

They consist of various designs like:

- Lattice
- Dutch weave
- Porous membrane
- Sintered metal
- Corrugated weave

Parametric sensitivity studies of gravel packing – Master thesis by Rune Bergkvam

25 Commonly used weave pattern are:

- Plain square (fig 10, A)
- Plain Dutch (fig 10, B)
- Twilled squared (fig 10, C)
- Twilled Dutch (fig 10, D)

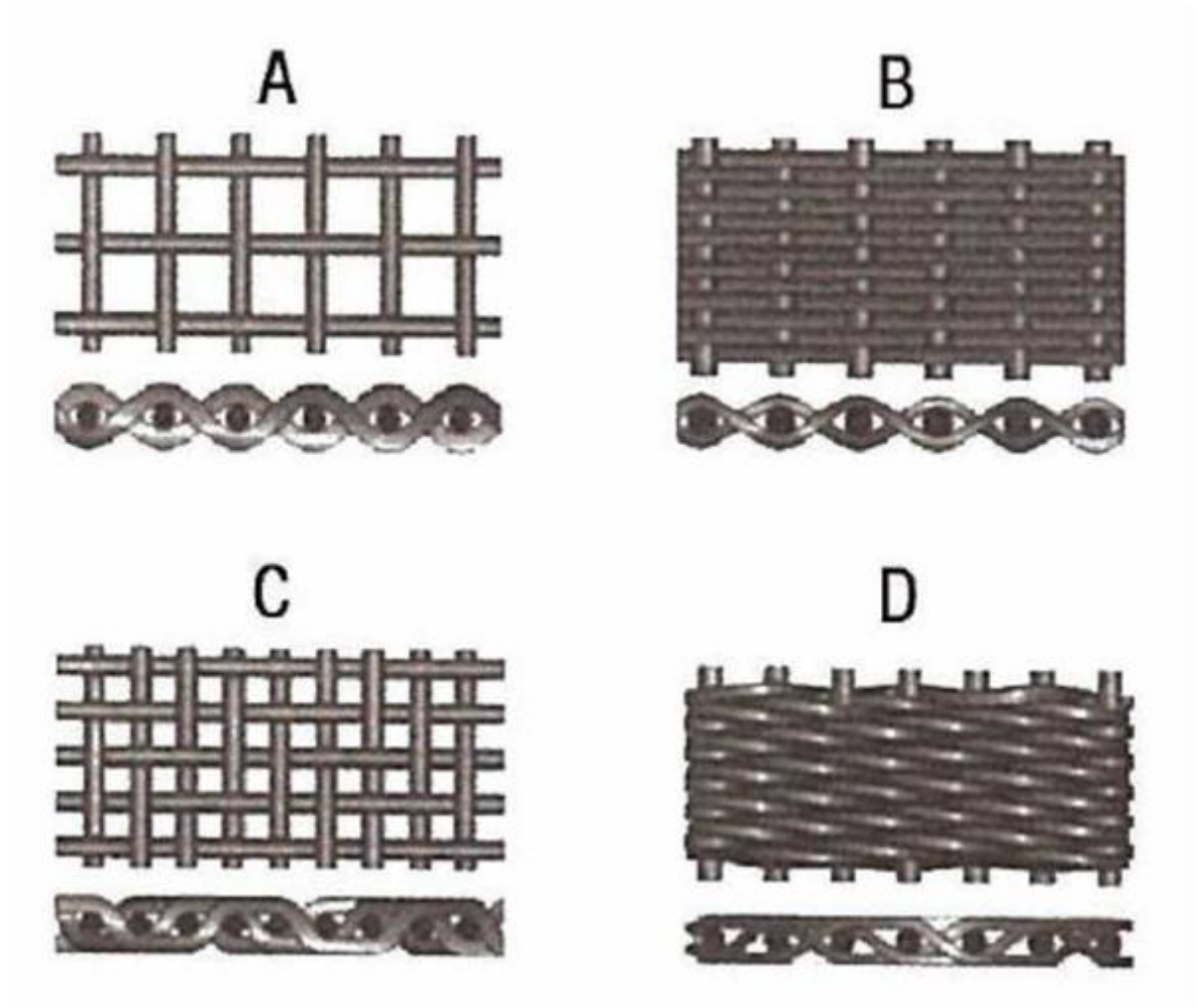


Figure 10 Weave patterns for premium screens [5]

The logic used in these designs was that they were better than wire wrap screens because these screens have inflow areas of about 30% compared to about 5% to 10% with wire wrapped screens.

Alternate path screens

The classical problem in gravel packing occurs when premature sand bridges form in the annulus between the sand retainer screen and the casing wall, for a cased hole gravel pack, or the formation, for an open-hole gravel pack. The bridges usually form either at the top of the screen or adjacent to zones of higher permeability. Once a bridge forms, slurry flow past that point ceases, leaving an incomplete pack below the bridge.



Figure 11 Expandable screens [13]

Many mechanical variations for gravel packing apparatus have been developed or proposed for avoiding sand bridging, and a large body of literature exists reporting studies of the effects of gravel packing variables such as fluid rheology, pumping rates, sand density and concentration, etc. However, major problems still exist, especially where long intervals and/or highly deviated wells are involved.

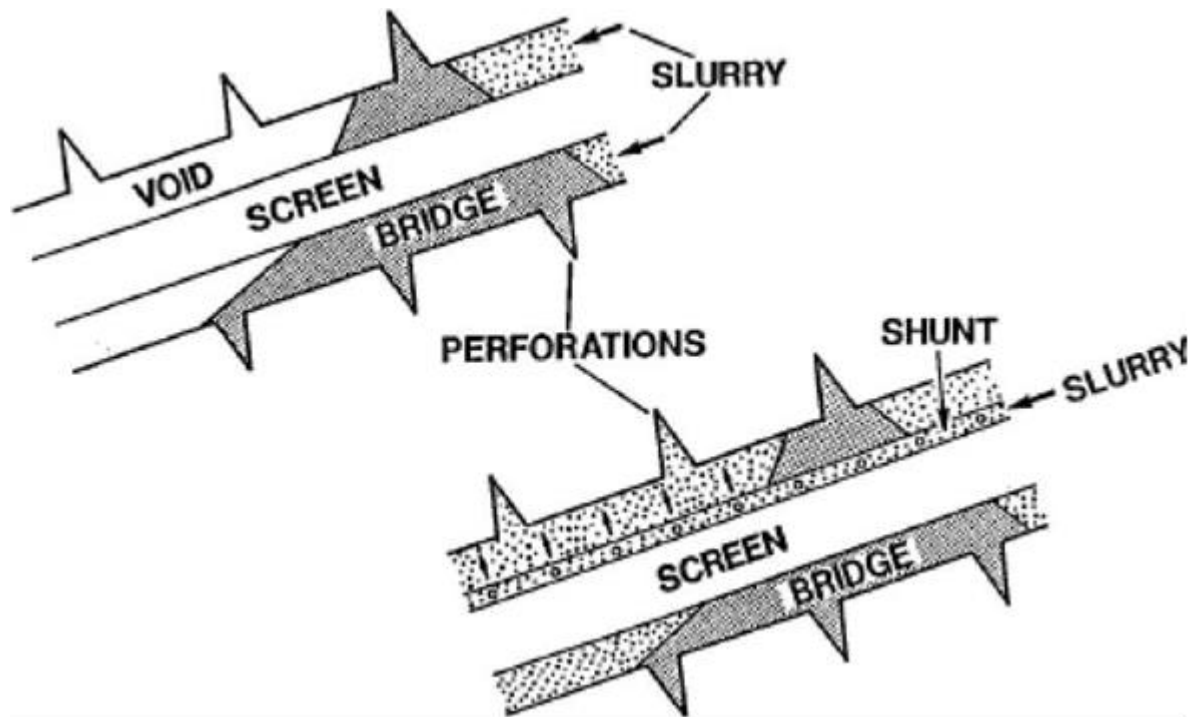


Figure 12 Gravel pack with alternate path technology [16]

A way to solve this issue is to use alternate path gravel packing which can eliminate bridging problems. In this system, there is an additional alternate path for slurry flow adjacent to the screen. This path could either be inside or outside the screen, although the mechanical assembly is much simpler if the alternate paths are placed in the annulus. The alternate paths consist of small separate tubes or pipes attached to the screen and perforated with small holes every few feet (shunts). Slurry can perforate through small holes every few feet and overcome a potential bridge between the screens and the open hole. This system also accepts high losses during the gravel pack operation which also could be a big challenge when running a standard setup. Some of these systems requires a viscous carrier fluid for the gravel pack.

The methods of monitoring sand production

Whatever sand exclusion method that is adapted, it cannot be guaranteed that they will work indefinitely. Consequently, it is essential that the sand content of the produced fluids be monitored so that if a well starts producing sand it can be shut-in before subsurface or surface equipment becomes blocked or damaged. The

methods of monitoring sand production can be batch, probe or downhole sand detection. The batch monitoring system is the cheapest method of sand monitoring. It involves periodically taking a sample of produced fluid from the well head, filtering out and washing the sand, drying it and weighing it [4, 5]. Unfortunately, this method can be inaccurate because of the random nature of sand production, particularly if the well is slugging or on intermitted pump. However, if a greater weight of sand is collected over a longer sampling period after passing a known quantity of produced fluid through a filter, better accuracy may be obtained. The probe monitoring involves a continual monitoring and leads to a greater accuracy than periodic observation. Sand probes may be used to shut in a well or to monitor and record the quantity of sand produced [5]. These probes can be mechanical probe, sonic probe or piezo-electric probe. The downhole sand detection uses a system known as SANFLOG, which operates on the same principle as the SAFLO detector [5] to detect sand influx in a dry or wet gas wells or single liquid phase wells. The system can also be used as a listening device operating on audio signals between 0.3 and 10 KHz [6]. This dual capability allows the operator to use the tool to listen for flow from producing interval while simultaneously recording sand impacts. If only part of the producing formation is contributing to sand production, the operator may elect to selectively treating the specific zone.

Open hole gravel pack

Gravel packing is a commonly applied technique to control formation sand production from open-hole oil and gas wells. In a gravel pack completion, a screen is placed in the well across the productive interval and specially sized, high permeability gravel pack sand is mixed in a carrier fluid and circulated into the well to fill the annular space between the screen and the formation. The size of the gravel pack sand is selected to prevent formation sand invasion and the size of the screen openings are selected to retain the gravel pack sand. A complete gravel pack in the open-hole/screen annulus creates a very stable, long lasting downhole environment where only well fluids (not formation sand) are produced. Gravel packing has been successfully applied in conventional wells for several decades,

and increasingly, the technique is being applied in extended-reach open-hole horizontal wells. Horizontal gravel packing is process intensive and requires special attention to drill-in fluid selection, well displacement and service tool operation to ensure successful gravel placement and well productivity. Specialized downhole tools facilitate circulation of the gravel pack sand in place. The tools create a circulating path for the gravel slurry down the workstring, out into the annulus below a packer and down the annulus outside the screen. The screen retains the gravel and the carrier fluid flows into the screen, up the washpipe, out in the annulus above the packer and back to surface. The washpipe extending down inside the screen directs the point of fluid returns to the end of the screen. As well deviation increases, large washpipe becomes a critical factor in achieving complete gravel fill around the outside of the screen. Test data and field experience show that the washpipe OD to screen ID ratio needs to be approximately 0.8. The large OD washpipe restricts the amount of carrier fluid that diverts into and flows down the screen/washpipe annulus. The gravel is round natural or synthetic material that is small enough to exclude formation grains and particles from production, but large enough to be held in place by screens. Gravel packs are operationally challenging to install, however, when successfully installed, they prevent the formation from collapsing. Skin effects is a challenge for gravel packs (both open hole and cased hole). This dimensionless factor is calculated to determine the efficiency of the production by comparing the actual conditions with the theoretical conditions. A positive skin value means that it exist some kind of effect that is impairing the well productivity, while a negative value means enhanced productivity. Placement of gravel-packs can lead to high positive skin values in a well. This is often due polymer based carrier fluid invading the formation or insufficient cleanup of wellbore prior to gravel palcement, which may lead to a detrimental pressure drop between the formation and the well. Open hole gravel packs can be subdivided into two main forms: circulating packs and alternate path (shunt tubes). Both can be used with wire wrapped screens and mesh (premium) screens. Figure 14 shows a schematic of an openhole gravel pack

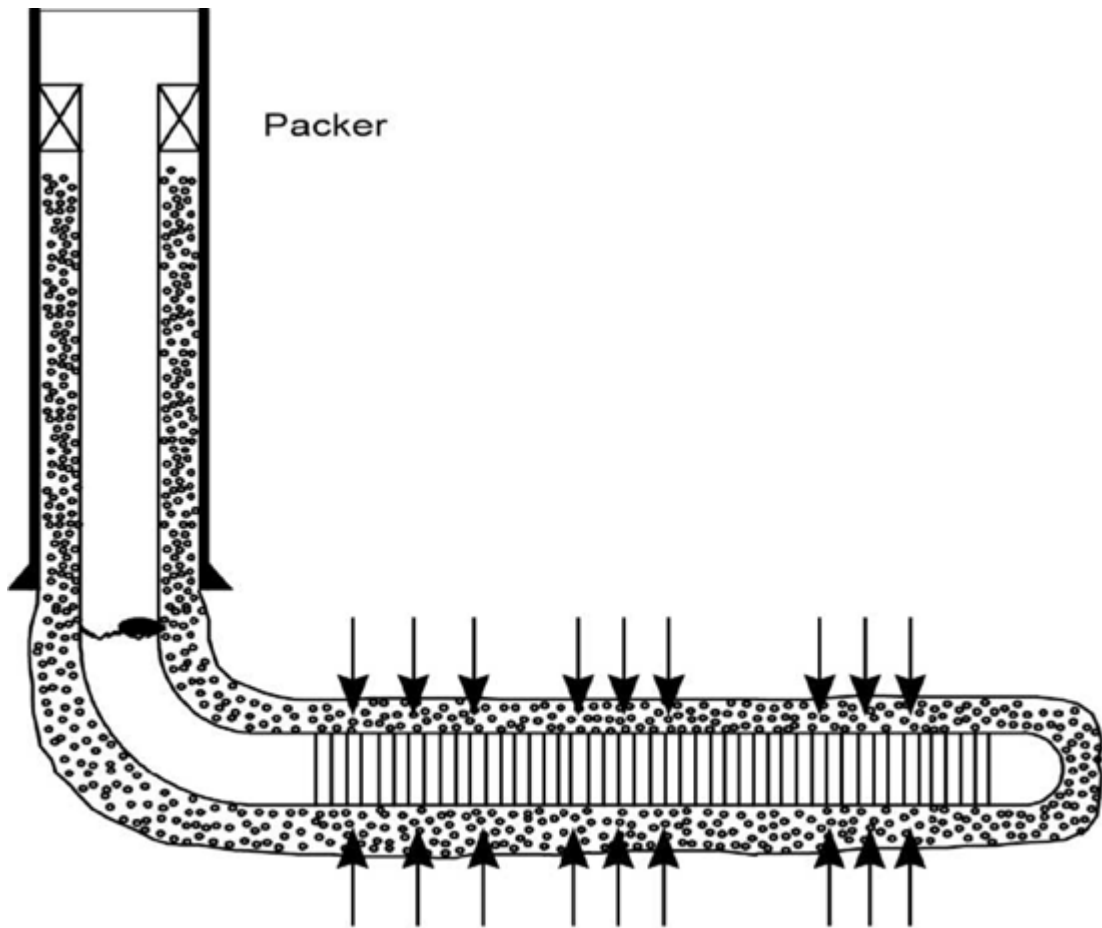


Figure 14 Open hole gravel pack with pre packed screens [4]

Cased hole gravel pack

Cased hole gravel pack use similar techniques to open hole gravel packing. This includes using similar tools, similar rates and they have the same desire to be able to squeeze and circulate. In cased hole gravel packs it is desired to be able to squeeze and circulate. If pure circulation is done, it will lead to the perforations not being packed. To achieve squeezing, the BOP is closed to restrict the return flow. However, circulation will assist in getting the gravel to the toe of the interval for long intervals. Further, pre-packing the perforations prior to running the screens can aid in the placing of gravel into the perforations. Tubing conveyed guns in the hole can be used for pre-packing.

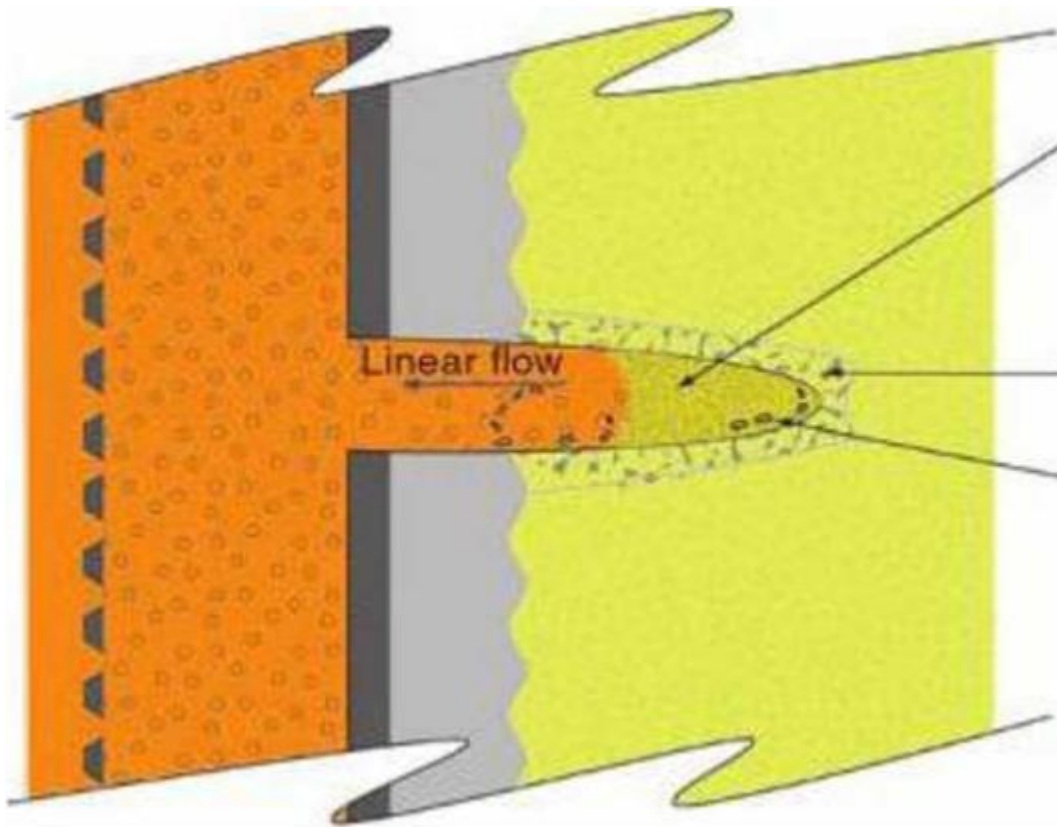


Figure 15 Invasion of gravel into an open perforation [6]

Disintegratable gravel pack

Since the designs of the filters are not very efficient, they are complex in production and installation in the well, it is necessary to develop an optimal method of gravel delivery to the downhole without these drawbacks. The most suitable option for creating a filter part of technological wells is to lower a bundle of gravel in a bound state that dissolves in a hydrocarbon medium or in other known solvents, while having a strong structure. Such a filter is called a disintegratable gravel filter. Advantages of using this technology over other options of gravel dumping [30-34]:

- Reliability of gravel pack delivery.
- Prevention of sedimentation of gravel above the filter zone (in cracks, caverns and narrowings of the wellbore).
- Dense and uniform shrinkage of gravel along the height and perimeter of the water intake of the filter (prevention of voids).

- The labor costs for the construction of the well are reduced.
- The possibility of differentiating gravel pack fractions by size.

After carrying out the search for the gluing reagents and analyzing their properties, possible formulations of a gluing reagent for the manufacture of a disintegratable gravel filter have been modeled, which were to be investigated by the experimental method.

CONCLUSION

An analysis was made of the existing technology of gravel packing in the filter zone of the well, the requirements for the design of the gravel filter, as well as the scheme of operational faces with its use were developed.

Experimental studies have the following conclusions:

1. Based on the results of the experimental studies it was found that bitumen-rubber mastic do not meet the requirements for gluing gravel. Because of the presence of plasticizers do not give a strong structure. At high temperatures, the structure becomes loose.
2. Construction bitumen completely satisfied the requirements, to create a solid structure of the disintegrated gravel pack, and also demonstrated a long, but complete dissolution in all of the above solvents.
3. BF-2 glue showed the best results in the production speed, dissolution rate, as well as in strength characteristics. A significant disadvantage is the complete immunity to such solvents as oil and white spirit. However, in certain solvents (acetone, 646), the dissolution rate is times higher than bitumen.
4. It is impossible to single out the best of the two binding materials unequivocally, but it is possible to separate these prescriptions according to the application specialization. So bitumen is ideal for use in oil wells. It does not require the injection of an additional solvent (the hydrocarbon medium serves as a solvent). BF-2 is also preferably used in gas wells. It is necessary to pump the solvent, and in such conditions, BF-2 will show a better dissolution rate and a more economical assembly of this technology from the point of view of time.

5. The optimum solvent for formulations that meet the requirements is - solvent 646. He demonstrated the best dissolution rate and the most economically advantageous

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Был проведен анализ существующей технологии обсыпки гравием прифилтровой зоны скважины, разработаны требования к конструкции гравийного фильтра, а также схемы эксплуатационных забоев с ее использованием.

Экспериментальные исследования позволили сделать следующие выводы:

1. По результатам проведенных экспериментальных исследований было установлено, что такие реагенты, как битумная и битумно-каучуковая мастики, не удовлетворяют требованиям для склеивания гравия т.к. из-за наличия пластификаторов не дают прочную структуру. При высоких температурах структура становится рыхлой.

2. Строительный битум полностью удовлетворил требованиям, для создания прочной структуры дезинтегрируемого гравийного фильтра, а так же продемонстрировал длительное, но полное растворение во всех вышеперечисленных растворителях.

3. Клей БФ-2 продемонстрировал лучшие результаты в скорости изготовления, скорости растворения, а так же в прочностных характеристиках. Существенный минус – полный иммунитет к таким растворителям как нефть и уайт-спирит. Однако в определённых растворителях (ацетон, 646), скорость растворения в десятки раз превосходит битум.

4. Однозначно выделить лучший из двух связующих материалов нельзя, но возможно разделение данных рецептур по специализации применения. Так битум идеально подходит для использования в нефтяных скважинах т.к. не требуется закачка дополнительного растворителя (растворителем послужит углеводородная среда). БФ-2 же предпочтительно использовать в газовых скважинах т.к. понадобится закачка растворителя, а в таких

условиях БФ-2 покажет лучшую скорость растворения и более экономичную с точки зрения временных затрат сборку данной технологии.

5. Оптимальным растворителем для рецептур, удовлетворяющих требованиям, является – растворитель 646 т.к. он продемонстрировал лучшую скорость растворения и наиболее выгодный с экономической точки зрения.